

SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR

DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR  
TECNOLÓGICA



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA



SEP

**TRABAJO PROFESIONAL**  
**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL TITULO DE:**  
**INGENIERÍO ELÉCTRICO**

**QUE PRESENTA:**  
**TOLEDO LIÉVANO MOISÉS**  
**CON EL TEMA:**  
**“MEJORA EN LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE**  
**MONITOREO DE CALIDAD DE LA ENERGÍA DE LA**  
**SUBESTACIÓN TUXTLA SUR”**

**MEDIANTE:**  
**OPCION I**  
**(TITULACION INTEGRADA)**

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS

AGOSTO 2015

# Índice

1. Introducción.....	3
1.1 Antecedentes.....	3
1.2 Estado del arte .....	3
1.3 Justificación .....	4
1.4 Objetivo .....	5
1.5 Metodología .....	5
2. Fundamento Teórico .....	6
2.1 SIMOCE; Software .....	6
2.2 Hardware y protocolos de comunicación .....	14
2.3 Calidad de Energía.....	32
3. Desarrollo .....	47
3.1 Puntos de medición y análisis de la calidad de energía .....	47
3.2 Comunicación entre dispositivos .....	53
3.3 Aplicación del SIMOCE.....	55
4. Resultados y conclusiones .....	59
4.1 Resultados .....	59
4.2 Conclusiones .....	59
Bibliografía.....	60

# **Mejora en los equipos del sistema de monitoreo de calidad de la energía de la subestación Tuxtla Sur**

Toledo Liévano Moisés

## **1. Introducción**

### **1.1 Antecedentes**

Existen empresas que confían el manejo y gestión de las subestaciones eléctricas, que se encuentran en el sistema, a la acción de los operarios de manera manual generando una base de datos, producto de esta periódica recolección de información.

La calidad de la energía, se entiende cuando la energía eléctrica es suministrada a los equipos y dispositivos con las características y condiciones adecuadas, que les permita mantener la continuidad sin que afecte el desempeño ni provoque fallas a los componentes.

Una medición en tiempo real es una herramienta precisa para describir los costos reales de energía, para determinar si se agrega más cargas sin tener que aumentar el sistema eléctrico. El monitorear la energía suministrada a la entrada de la instalación no es adecuado, ya que la información adquirida no es suficiente para tomar decisiones para mejorar la calidad de energía. Por ello es necesario monitorear a través de la instalación y en las cargas individuales más grandes.

El sistema de monitoreo de energía entrega información del comportamiento actual de la red eléctrica, esto contribuye a prevenir y a detectar escapes de la falla de un equipo, monitoreando el consumo de energía durante un tiempo, sea diario, semanal y mensual. Recibiendo esta información de forma constante en un formato fácil de entender. De esta manera mejora la red a partir de esta información; evitando cargas máximas en la red.

Información Estadística de la IEEE menciona que simplemente por instalar un sistema de monitoreo de energía eléctrica, genera ahorros del 1%. En promedio, puede haber variaciones dependiendo del grado de complejidad del sistema con una inversión baja, es posible llevar un registro de los parámetros de facturación tomando la información directamente del medidor de la acometida principal, así como poner en marcha dicho sistema para garantizar el uso óptimo de la energía eléctrica [1].

### **1.2 Estado del arte**

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuenta con el Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE), el cual proporciona herramientas para el análisis de datos de interés, referentes a las subestaciones eléctricas de

distribución, SIMOCE cuenta con aplicaciones de publicación Web y reportes basados en las necesidades de los diferentes procesos de las divisiones de distribución de la CFE. Es un sistema de uso interno enfocado a la toma de decisiones basadas en información histórica, análisis de eventos y la publicación en web de lecturas instantáneas [2].

José Alfredo Sánchez López, Rafael Mata Almanza, Eduardo Islas Pérez, Héctor Ulloa Montoya, Francisco Noé García y Agustín Quintero Reyes trabajaron en el sistema de monitoreo en líneas del suministro, almacenamiento y consumo de combustibles en la subdirección de energéticos de la Comisión Federal de Electricidad, donde se realizó tareas de monitoreo de flujos y calidad de gas suministrado a las centrales de generación de energía eléctrica propias y también a los productores externos de energía [3].

Enrique Betancourt R, Alfonso Delgadillo trabajaron en el sistema de monitoreo y modelos de diagnósticos en líneas para transformadores de potencia, donde refieren al modelo inteligente de datos relacionados, incluyendo valores estadísticamente significativos y tendencias, que son procesados para generar un conocimiento más completo de la condición del equipo y las acciones recomendadas a tomar [4].

El profesor Eduardo Caicedo Bravo, de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad del Valle, Colombia, y el equipo de trabajo. Están desarrollando dispositivos de medición inteligente de energía, un sistema de medida remota que permite a las empresas eléctricas hacer una lectura detallada del consumo doméstico desde un centro de control; los contadores tradicionales no están en la capacidad de realizar este tipo de mediciones [5].

### **1.3 Justificación**

El ahorro energético es, en cierta forma, un concepto económico y como tal va asociado al concepto tiempo. Un equipo consume tanta energía cuanto más tiempo funciona. En este sentido el ahorro debe ser una preocupación del usuario del equipo, del consumidor energético, el cual debe tener también la adecuada sensibilidad frente a la conservación de la energía.

Hoy cuando el mundo atraviesa una nueva forma y fuerte tendencia al aumento en el precio de los combustibles, y además incrementan los niveles de contaminación, se hace necesario el estudio, el análisis e implementación eficazmente de un programa que permita un uso mayor productivo de la energía.

Es imprescindible reducir la dependencia económica al petróleo y los combustibles fósiles. Es una tarea urgente, porque la amenaza del cambio climático global y otros problemas ambientales son serios, y no se puede seguir basándose en una fuente de energía no renovable que se va agotando [6].

Un estudio de ahorro energético no sólo implica la búsqueda de las causas que incurren en el desperdicio o mal uso de la energía, el fin principal de un estudio de este tipo es la búsqueda de soluciones a corto y a largo plazo que mejoren las condiciones del sistema eléctrico y beneficien sustancialmente a la industria a través del ahorro económico, logrando una mayor productividad.

El problema de baja eficiencia en el consumo de energía se encuentra en las propias instalaciones, la mayor parte de los sistemas eléctricos del área industrial presenta desbalances en las cargas conectadas. El presente estudio de ahorro energético, va dirigido a optimizar el uso de la energía eléctrica, así como de obtener el mayor provecho posible de la energía utilizada; creando así una cultura de ahorro de energía, con la distribución adecuada de cargas en cada fase [6].

### 1.4 Objetivo

Mejorar los servicios del monitoreo de la calidad de energía en la subestación Tuxtla sur, por medio de puntos estratégicos de medición.

### 1.5 Metodología

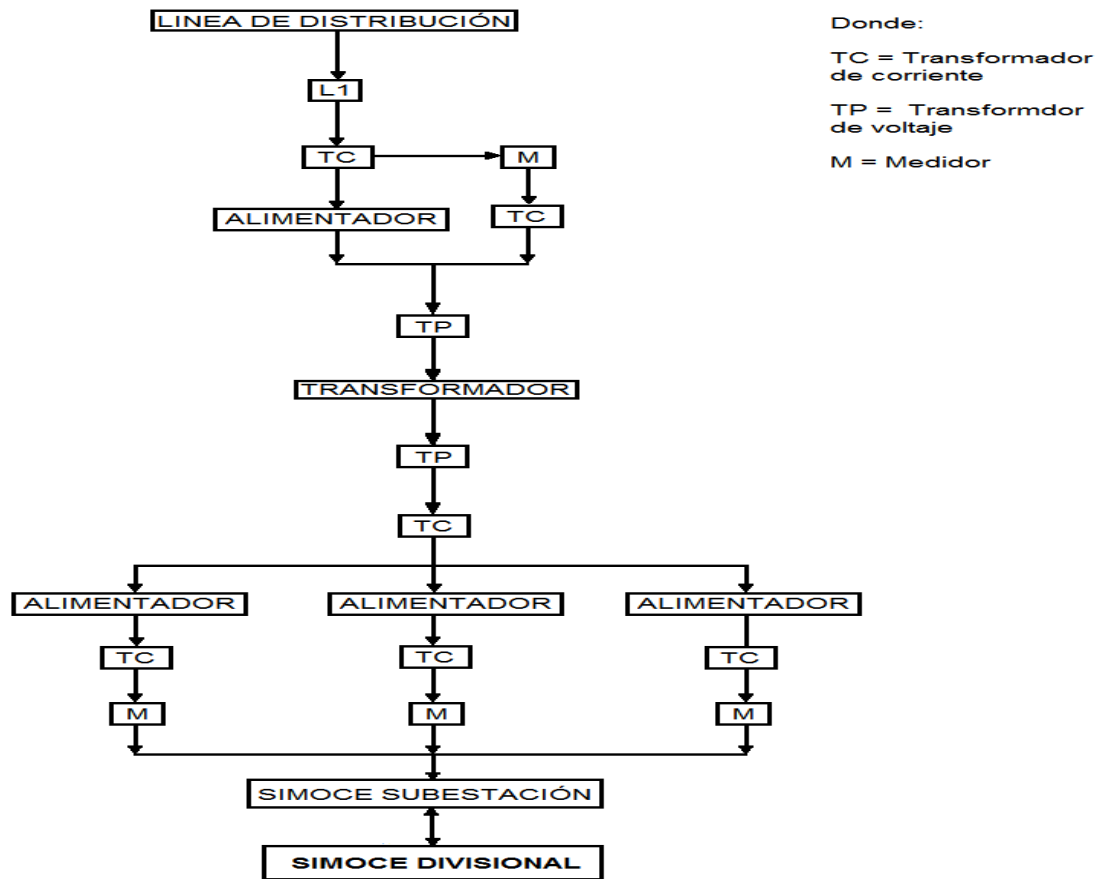


Fig. 1.1 Diagrama a bloques.

El diagrama anterior describe el funcionamiento principal de la transmisión y recepción de datos del sistema monitoreo de calidad de energía SIMOCE, desde la llegada a la subestación, hasta la recepción de la información recabada de la subestación a la división sureste de la Comisión Federal de Electricidad.

El proceso inicia con la transportación de la energía eléctrica hacia la subestación Tuxtla Sur, en donde la energía de las líneas de transmisión pasa a través de un transformador de corriente (TC) cada una, un transformador de corriente o "Tc" es el dispositivo que alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito, el principal funcionamiento puede ser obteniendo a través del módulo del transformador ideal; haciendo algunas consideraciones derivadas del diseño y conexión dentro del sistema.

Para luego ser conducidos por un alimentador que es el encargado de llevar la energía eléctrica desde la subestación de potencia, hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste en instalaciones aéreas y en ductos cuando son instalaciones subterráneas.

El comportamiento de TP es similar al del Tc, solo que éste se conecta en paralelo con el sistema eléctrico, ya sea entre fases o a tierra, dependiendo de las necesidades de utilización requeridas. La carga conectada al TP se caracteriza por ser de muy alta impedancia, por lo que la corriente originada es muy pequeña, de tal forma que en el primario producen una corriente similar a la de excitación. Por lo tanto, un TP trabaja en condiciones similares a la de un transformador de potencia en vacío.

La corriente eléctrica óptima para que los equipos inteligentes (medidores) puedan empezar el monitoreo es muy poca, de entre 1 a 5 amperes. Es por ello que los transformadores de corriente intervienen para poder reducir la corriente transportada a esta escala, y así los DEI's puedan analizar el estado de la corriente para luego enviarla al SIMOCE SUBESTACIÓN, quién se encargará de recopilar todas las bases de datos enviadas de los DEI's para reorganizarlas y acomodarlas en una sola.

Cuando el SIMOCE subestación cuenta con la base de datos organizada la envía hacia el SIMOCE Divisional, quien interrogará al SIMOCE subestación para ir actualizando los datos recopilados y publicarlos en la web.

## **2. Fundamento Teórico**

### **2.1 SIMOCE; Software**

Todo comienza en la subestación eléctrica, en donde líneas, transformadores y alimentadores son las fuentes de información y, a través de los transformadores de instrumento se reducen los niveles de voltaje y corriente a valores manejables por los dispositivos electrónicos inteligentes, DEI'S, que pueden ser medidores,

registradores de eventos, restauradores, relevadores, entre otros, los cuales son los encargados de almacenar en la memoria no volátil de acuerdo a la capacidad, eventos, valores instantáneos y datos históricos.

Por ello la parte más delicada en el sistema es la configuración de los DEI'S, ya que la validez de la misma es de vital importancia para todos los reportes del sistema, toda vez que ésta llega a ser incorrecta, no será posible recuperarla. Dependiendo de la marca, modelo y tecnología empleada, los medidores tienen un límite de registros almacenables en la memoria.

Una vez que la información se almacena en la memoria del medidor es utilizado un concentrador de datos en cada subestación, el cual tiene tres funciones: la de concentrar los datos de todos los nodos eléctricos de la subestación, extender la cantidad de registros almacenados posibles y la de enviar la información al servidor divisional.

En el concentrador de datos están instaladas aplicaciones propietarias de las diferentes marcas de medidores, la función es la de interrogar al medidor y almacenar la información que reside en la memoria no volátil del medidor en una base de datos, de esta manera se busca tener la posibilidad de en caso de problemas de comunicación con la subestación recuperar la mayor cantidad de registros posibles.

También se encuentra instalada la aplicación SIMOCE Subestación, que es la encargada de conectarse a las bases de datos propietarias y enviar los datos al servidor divisional del SIMOCE. En cada subestación se monta una red de comunicaciones, que puede ser serial (RS232, RS485 o RS422) o Ethernet, entre los medidores y un concentrador de protocolos. El tipo de red que utilizado dependerá del tipo, modelo y accesorios del medidor.

Una vez establecida la red de comunicación, se adquieren las lecturas de los medidores para almacenarse en intervalos de 15 min. (Información histórica) y para la presentación en tiempo real vía WEB (Información Instantánea). Opcionalmente, pueden conectarse otros DEI's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) al concentrador para la extracción y explotación de la información. Finalmente se extraen alarmas y eventos de otros DEI's como relevadores y registradores de eventos.

El servidor divisional será el encargado de interrogar a todos los concentradores de la división en cuestión y es el que genera los reportes para que los usuarios puedan analizar la información y así tomar decisiones en base a estas lecturas, a la vez el SIMOCE sirve como fuente de información para alimentar a otros sistemas, con la finalidad de análisis más específicos o concentración de información a nivel nacional.

El Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía, extrae, transforma y estandariza en forma automática los datos de los dispositivos de medición y

protección, el cual mediante el uso de la tecnología de la información, redes de comunicación y sobre todo del capital humano, agrega valor a los datos para analizar y generar reportes que apoyan para la toma de decisiones, principalmente en la operación, el mantenimiento y la planeación de la infraestructura eléctrica, teniendo como consecuencia mejor aprovechamiento de los recursos humanos, financieros y materiales, incrementando la productividad y competitividad de la empresa.

En las subestaciones eléctricas de la CFE, están disponibles diversos equipos que ayudan al personal a administrar y monitorear el estado del sistema eléctrico de potencia, el procedimiento surge de la necesidad de brindar soluciones prácticas para integrar el SIMOCE los equipos que son capaces de proporcionar datos de interés para la CFE, contar con toda esta información proporciona herramientas precisas para solucionar posibles eventualidades.

SIMOCE Subestación es una aplicación que forma parte del proyecto Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía y fue diseñado para hacer que la información que proporcionan los DEI's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) instalados en las subestaciones eléctricas, sean transparentes para el proyecto SIMOCE y otros sistemas computacionales que requieran dicha información.

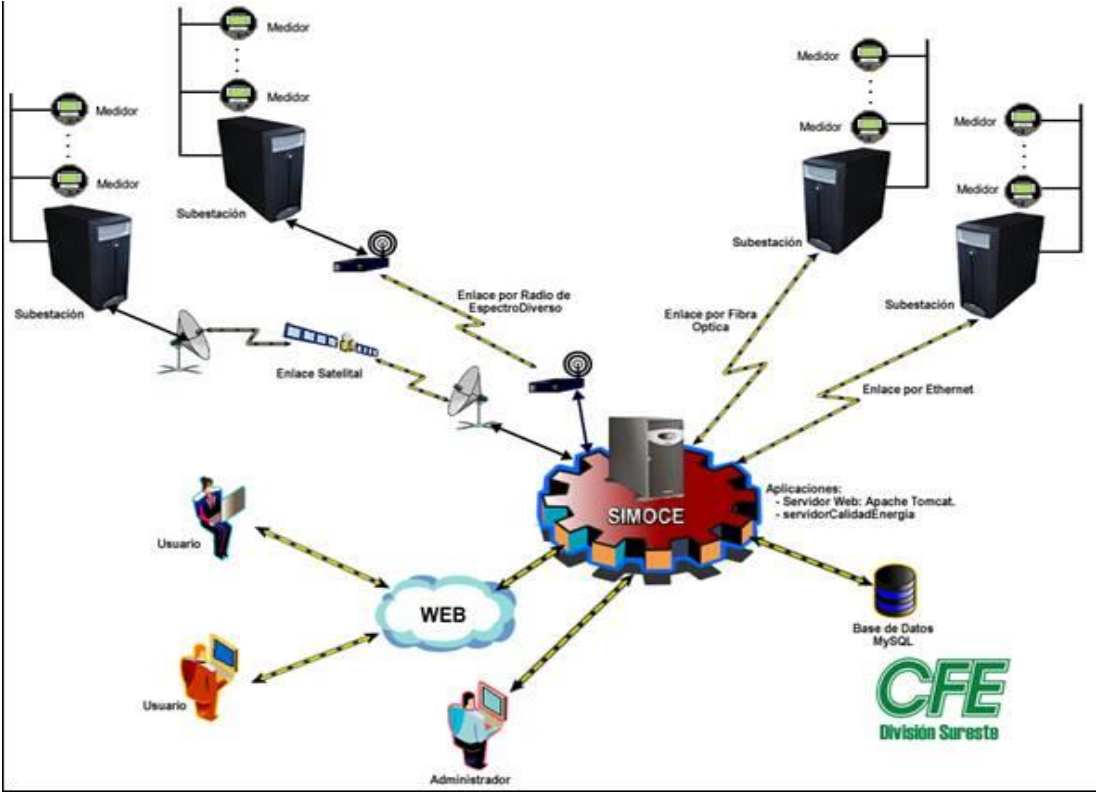


Fig. 2.1 SIMOCE subestación.



SIMOCE Subestación se basa principalmente en el sistema SYSCOM 4.5, debido a que la aplicación permite interconectar DEI's, que soporten protocolos de comunicación abiertos como DNP 3.0 y MODBUS, almacenando los datos históricos en una base de datos y proporcionar la información en tiempo real vía OPC. Entre los DEI's más comunes que soportan protocolos abiertos como el DNP y MODBUS se encuentran los medidores, relevadores, restauradores y registradores de alarmas y eventos, entre otros.

Como se observa en la figura 2.1, SIMOCE Subestación está conformada de las aplicaciones 'Configurador' y 'Servidor', además de una base de datos. El 'Configurador' es una interfaz gráfica que ayuda a establecer los parámetros necesarios para que la aplicación SIMOCE Subestación sepa de donde y como va a obtener las lecturas históricas de los DEI's.

En cambio, el proceso 'Servidor' se va a basar en esos parámetros para realizar las extracciones y el envío de las lecturas correspondientes de acuerdo a las peticiones que el 'SIMOCE Server', o algún otro cliente, le haga por medio de transacciones Web Services. Como era de suponerse, en la base de datos son almacenadas todas estas configuraciones.

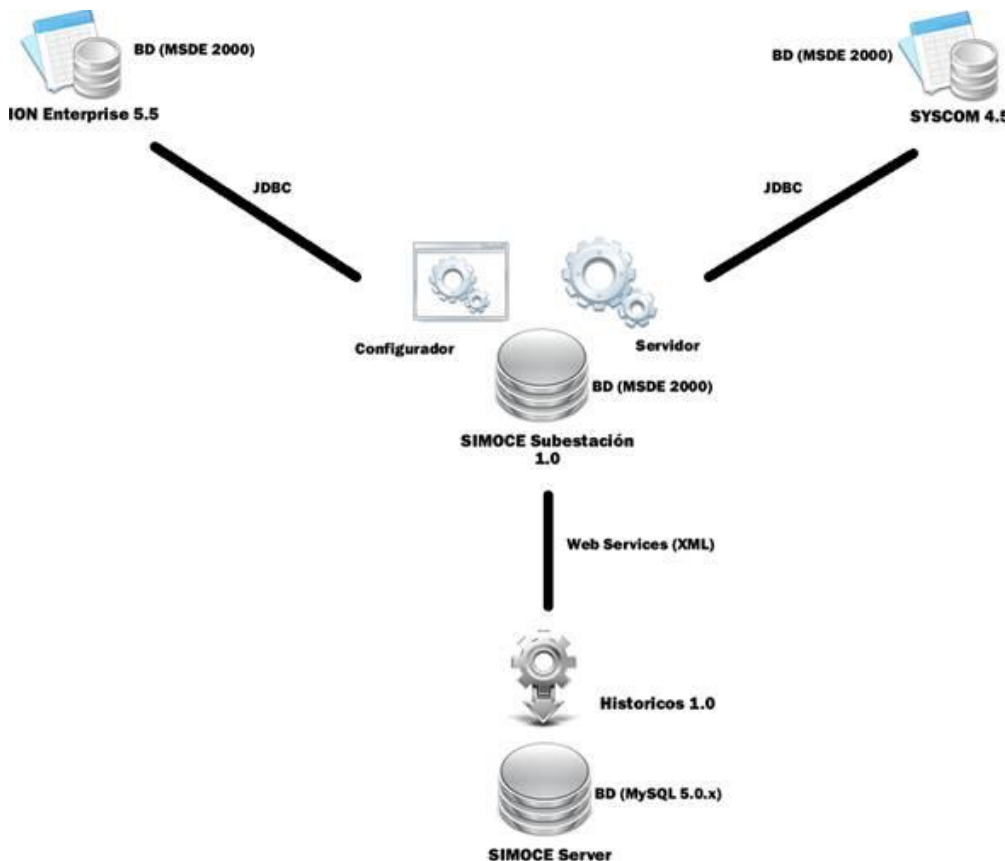
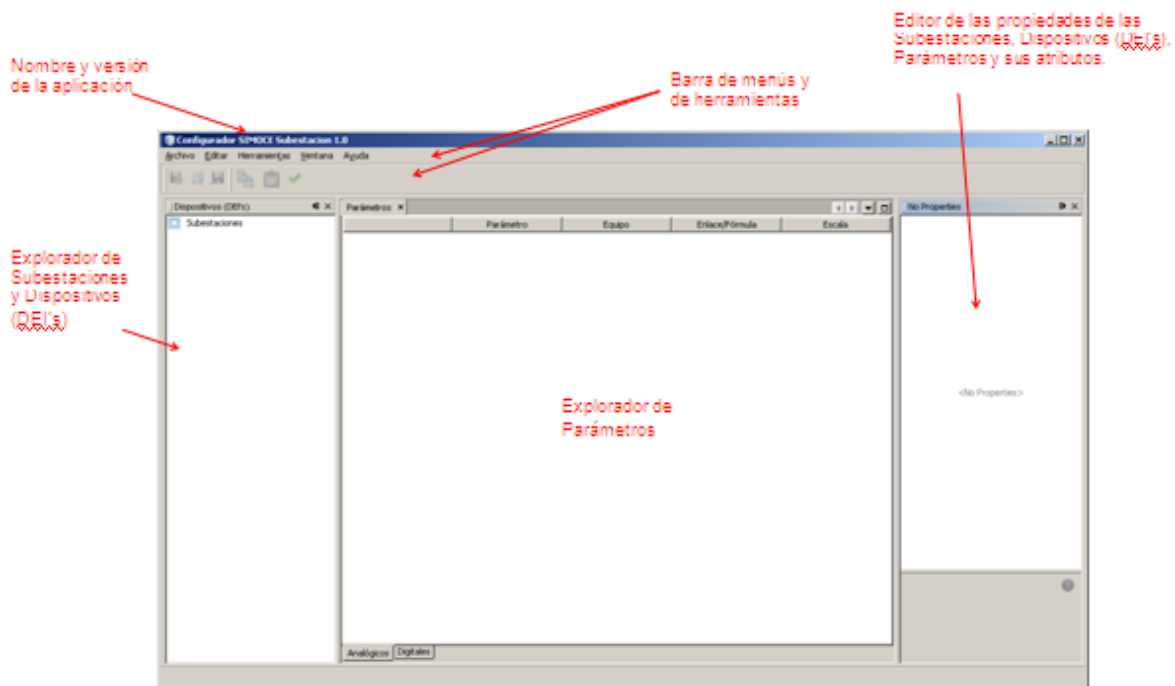


Fig. 2.2 Estructura de configuración SIMOCE.



**Fig. 2.3** Interface gráfica SIMOCE.

Desde el 2010 se formó el comité de calidad de la energía en CFE, el cual, expidió la GUÍA CFE L0000-70 con denominación calidad de la energía: características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica, cuyo objetivo es el de determinar la calidad de la energía en base a las características y los límites de las perturbaciones de la misma, suministrada con la cadena productiva de los procesos operativos del sistema eléctrico nacional.

Núm.	Parámetro	Característica de los parámetros
1	Vln a	Promedio de intervalo de 10 min
2	Vln b	Promedio de intervalo de 10 min
3	Vln c	Promedio de intervalo de 10 min
4	Vll 3F prom	Promedio de intervalo de 10 min
5	I a	Promedio de intervalo de 10 min
6	I b	Promedio de intervalo de 10 min
7	I c	Promedio de intervalo de 10 min
8	I 3F prom	Promedio de intervalo de 10 min
9	Kw a	Promedio de intervalo de 10 min
10	Kw b	Promedio de intervalo de 10 min
11	Kw c	Promedio de intervalo de 10 min
12	Kw 3F Totales	Promedio de intervalo de 10 min
13	KVAR a	Promedio de intervalo de 10 min
14	KVAR b	Promedio de intervalo de 10 min
15	KVAR c	Promedio de intervalo de 10 min
16	KVAR 3F Totales	Promedio de intervalo de 10 min

17	Frecuencia	Promedio de intervalo de 10 min
18	Factor de potencia con signo	Promedio de intervalo de 10 min
19	Desbalance V	Promedio de intervalo de 10 min
20	Desbalance I	Promedio de intervalo de 10 min
21	THD Va	Promedio de intervalo de 10 min
22	THD Vb	Promedio de intervalo de 10 min
23	THD Vc	Promedio de intervalo de 10 min
24	THD Ia	Promedio de intervalo de 10 min
25	THD Ib	Promedio de intervalo de 10 min
26	THD Ic	Promedio de intervalo de 10 min
27	KWH Entregados	Consumo en el intervalo de 5 min
28	KWH Recibidos	Consumo en el intervalo de 5 min
29	KVARH Q1	Consumo en el intervalo de 5 min
30	KVARH Q2	Consumo en el intervalo de 5 min
31	KVARH Q3	Consumo en el intervalo de 5 min
32	KVARH Q4	Consumo en el intervalo de 5 min
33	VII 3F_max	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
34	VII 3F_min	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
35	Kw3F_max	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
36	Kw3F_min	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
37	Kvar3F_max	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
38	Kvar3F_min	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
39	Lapm_max	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
40	Frec_max	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min
41	Frec_min	Máximo instantáneo en el intervalo de 10 min

**Tabla 2.1** *Parámetros históricos del SIMOCE.*

<b>núm.</b>	<b>parámetro</b>	<b>Característica de los parámetros</b>
1	DURACION SagSwell	Duración del sag/swell
2	V1 maxsagswell	Voltaje máximo en la fase A del sag/swell
3	V2 min sagswell	Voltaje mínimo en la fase A del sag/swell
4	V2 maxsagswell	Voltaje máximo de la fase B del sag/swell

5	V2 min sagswell	Voltaje mínimo de la fase B del sag/swell
6	V3 maxsagswell	Voltaje máximo en la fase C del sag/swell
7	V3 min sagswell	Voltaje mínimos en la fase C del sag/swell

**Tabla 2.2** *Evento del SIMOCE.*

Los parámetros deben ser configurados en los medidores, dependiendo de la marca y modelo serán los pasos que se deben seguir para tal fin, como una forma de apoyo, los fabricantes utilizan archivos plantillas, los cuales contienen la configuración del medidor, sin embargo existen algunas cosas que el personal encargado de esta actividad debe conocer.

En algunas marcas de medidores al pegar el archivo plantilla se modifica la configuración del protocolo abierto (DNP3, MODBUS) que utilizan las UTR'S, por lo que es de vital importancia conocer la configuración antes de hacer el cambio para que posterior al uso de la plantilla se personalicen los parámetros de acuerdo a el equipo de control supervisor.

Al usar la plantilla y modificar los datos de protocolo abierto para comunicación con UTR'S deben ajustarse las relaciones de transformación del medidor dependiendo del análisis previamente realizado sobre la subestación. Finalmente se ajustarán los parámetros necesarios para que el medidor, de acuerdo al nivel de tensión de la subestación almacene los eventos en la memoria. Paso vital para el análisis de fallas en el sistema eléctrico de potencia.

Es ampliamente recomendando revisar que los datos entregados por medidor sean congruentes con los datos esperados en la subestación, cualquier dato que aparente estar fuera de los rangos normales debe ser objeto de estudio y análisis, ya que todos los sistemas que se alimenten de la información de este equipo, serán afectados por cualquier error en la configuración.

Una vez que el medidor cuenta con la configuración correcta, es necesario configurar la herramienta de extracción de información propietaria, cada medidor cuenta con una aplicación para la extracción de la información. A través de las herramientas de visualización se puede verificar que en la base de datos (BD) propietaria esté la información correspondiente a cada medidor en la subestación, para posteriormente a través de la aplicación SIMOCE Subestación conectarse a dicha BD y enviar los datos al servidor.

El Sistema monitoreo de calidad de energía, creado por personal de la Comisión Oficial de Electricidad, fue diseñado y creado por ingenieros internos de la misma empresa, los principales integrantes en la labor fueron: Ing. Jorge Betanzos, Ing. Cesar Antonio Sánchez Velasco, Emanuel Mendoza Acevedo.

**Software SIMOCE.-** La programación del SIMOCE fue Java, bajo el método de programación Ajax, acrónimo de Asynchronous JavaScript And XML (JavaScript asíncrono y XML), es una técnica de desarrollo web para crear aplicaciones interactivas o RIA (Rich Internet Applications).

Estas aplicaciones son ejecutadas en el cliente, es decir, en el navegador de los usuarios mientras se mantiene la comunicación asíncrona con el servidor en segundo plano. De esta forma es posible realizar cambios sobre las páginas sin necesidad de recargarlas, mejorando la interactividad, velocidad y usabilidad en las aplicaciones.

Ajax es una tecnología asíncrona, en el sentido de que los datos adicionales son solicitados al servidor y cargados en segundo plano sin interferir con la visualización ni el comportamiento de la página. Java Script es el lenguaje interpretado (scripting language) en el que normalmente se efectúan las funciones de llamada de Ajax mientras que el acceso a los datos es realizado mediante XMLHttpRequest, objeto disponible en los navegadores actuales.

Ajax es una técnica válida para múltiples plataformas y utilizable en muchos sistemas operativos y navegadores dados que está basado en estándares abiertos como JavaScript y Document Object Model (DOM).

**Tecnologías incluidas en Ajax.-** Ajax es una combinación de cuatro tecnologías ya existentes: **1)** XHTML (o HTML) y hojas de estilos en cascada (CSS) para el diseño que acompaña a la información, **2)** Document Object Model (DOM), **3)** El objeto XMLHttpRequest para intercambiar datos de forma asíncrona con el servidor web. **4)** XML es el formato usado generalmente para la transferencia de datos solicitados al servidor, aunque cualquier formato puede funcionar, incluyendo HTML preformateado, texto plano, JSON y hasta EBML.

El Microsoft's Remote Scripting (o MSRS, introducido en 1998) resultó un sustituto más elegante para estas técnicas, con envío de datos a través de un applet Java el cual se puede comunicar con el cliente usando JavaScript. Esta técnica funcionó en ambos navegadores, Internet Explorer versión 4 y Netscape Navigator versión 4. Microsoft la utilizó en el Outlook Web Access provisto con la versión 2000 de Microsoft Exchange Server.

La comunidad de desarrolladores web, desarrollaron una gama de técnicas de scripting remoto para conseguir los mismos resultados en diferentes navegadores. Los primeros ejemplos incluyen la biblioteca JSRS en el año 2000, la introducción a la técnica imagen/cookie en el mismo año y la técnica JavaScript bajo demanda en 2002. En ese año, se realizó una modificación por parte de la comunidad de usuarios4 al Microsoft's Remote Scripting para reemplazar el applet Java por XMLHttpRequest.

Desde que XMLHttpRequest está implementado en la mayoría de los navegadores, raramente son usadas técnicas alternativas. Sin embargo, todavía se utilizan donde sea requerida una mayor compatibilidad, una reducida implementación, o acceso cruzado entre sitios web. Una alternativa, el Terminal SVG (basado en SVG), emplea una conexión persistente para el intercambio continuo entre el navegador y el servidor.

**Problemas e Inconvenientes.-** Las páginas creadas dinámicamente mediante peticiones sucesivas AJAX, no son registradas de forma automática en el historial del navegador, así que haciendo clic en el botón de "volver" del navegador, el usuario no será devuelto a un estado anterior de la página, en cambio puede volver a la última página que visitó. Soluciones incluyen el uso de IFrames invisible para desencadenar cambios en el historial del navegador y el cambio de la porción de anclaje de la dirección (después de un #).

Los motores de búsqueda no analizan JavaScript. La información en la página dinámica no se almacena en los registros del buscador. Exceptuando Google, que desde el 2011 sí indexa contenido Ajax y JavaScript. Matt Cutts (director del departamento contra el spam en web de Google) lo confirmó en Twitter: "Google bot keeps getting marter. Now has the ability to execute AJAX/JS to index some dynamic comments."

Hay problemas usando Ajax entre nombres de dominios, conocidos como Same Origin Policy o Política del Mismo Origen, lo cual es una medida de seguridad que puede ser solucionada con Cross-Origin Resource Sharing (CORS). Dependiendo de cómo se desarrolle el sitio web, es posible mejorar o empeorar la carga en el servidor. Ajax puede ayudar al servidor a evitar la fase de renderización de HTML, dejándole ese trabajo al cliente, pero también puede sobrecargar al servidor si se hace varias llamadas a Ajax.

**Navegadores que no permiten Ajax.-** 1) Opera 7 y anteriores, 2) Microsoft Internet Explorer para Windows versión 4.0 y anteriores, 3) Anteriores a Safari 1.2, 4) Dillo, 5) Navegadores basados en texto como Lynx y Links, 6) Navegadores para personas con capacidades especiales visuales (Braille), 7) Algunos navegadores de teléfonos móviles, 8) Navegador de la PSP.

Es posible que páginas con Ajax no puedan funcionar en teléfonos móviles, PDA u otros aparatos. Ajax no es compatible con todos los softwares para invidentes u otras discapacidades.

## **2.2 Hardware y protocolos de comunicación**

Este capítulo está enfocado a proporcionar datos generales de las redes, son utilizadas analogías para proporcionar herramientas de carácter básico, la información presentada se puede utilizar para identificar problemas en las redes de comunicación de los equipos, dado que se presenta el modelo de referencia de capas usado para describir el funcionamiento de la red, creando así un procedimiento para detectar problemas comunes, siguiendo las capas del modelo y detectando la correcta operación.

De igual forma son proporcionados datos del origen de las redes, la evolución y empleo general, esta información es útil para configurar cualquier equipo que cuente con el estándar y protocolo necesario para la comunicación.

**Estándares Básicos RS-232 Y RS-485.-** Una interfaz estándar define los detalles mecánicos y eléctricos que permiten a los equipos de comunicación de diferentes fabricantes conectarse entre ellos y funcionar eficientemente. Se debe hacer énfasis que el RS-232 y cualquier estándar EIA relacionado, definen únicamente los detalles mecánicos y eléctricos de la interfaz y no definen el protocolo.

Estos estándares fueron diseñados primeramente para transportar datos de un punto a otro. El estándar RS-232 fue diseñado inicialmente para conectar un equipo computacional digital a un modem en donde los datos serían convertidos a analógicos para una transmisión adecuada en grandes distancias. RS-485 tiene la habilidad de transferir datos digitales sobre distancias arriba de 1200 m.

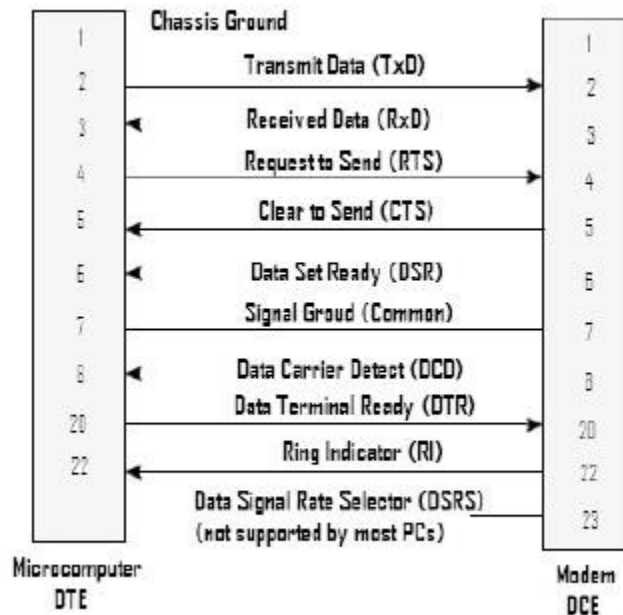
El más popular (pero probablemente técnicamente el más inferior) de los estándares RS es el estándar RS-232C. La representación correcta del RS-232E y RS-485 es actualmente EIA-232E y EIA-485; sin embargo el prefijo más popular RS es usado en este manual.

**El estándar RS-232.-** La interfaz estándar RS-232C para comunicaciones seriales define la “Interfaz entre el Equipo Terminal de Datos (DTE) y el equipo de comunicación de Datos (DCE) empleando el intercambio de datos binarios serial”. Fue publicado en USA en 1969 por el departamento de Ingeniería de la EIA, en cooperación de los Laboratorios Bell y los fabricantes de equipos de comunicación líderes en el mercado, para definir claramente los requerimientos de las interfaces cuando se conectan terminales de datos al sistema de telefonía Bell.

El estándar RS-232 consiste de 3 partes principales, 1) Las características de las señales eléctricas como los niveles de voltaje y características de tierra para el intercambio de señales y la circuitería asociada, 2) Las características mecánicas de la interfaz de la interfaz mecánica entre el DTE y el DCE. 3) La descripción funcional de los circuitos de intercambio, tales como el funcionamiento de los datos, temporizado y señales de control usados por la interfaz entre el DTE y el DCE.

**Características de las señales eléctricas.-** El estándar de interfaz RS-232 está diseñado para la conexión de dos dispositivos llamados DTE: Equipo Terminal de Datos (Por ejemplo una computadora o una impresora). Un dispositivo DTE se comunica con un dispositivo DCE y transmite datos en el pin 2 y recibe datos en el pin 3, DCE: Equipo de comunicación de datos, ahora también conocido como equipo de terminación del circuito de datos en RS-232D/E (por ejemplo una computadora o un Modem).

El transmisor RS-232 tiene que producir niveles de voltaje ligeramente mayores en el rango de +5V al +25V y -5V a -25V para superar los incrementos de voltaje a lo largo de la línea. En la práctica la mayoría de los transmisores operan en voltajes entre los 5 y 12 volts.



**Fig. 2.4** Conexiones entre DTE y DC.

	Voltaje entre
Lógico 0	+3V y +25V
Lógico 1	-3V y -25V
Indefinido	-3V y +3V

**Tabla 2.3** Voltaje recibido en RS-232.

El estándar RS-232 define veinticinco conexiones eléctricas, las cuales serán descritas más adelante. Las conexiones son divididas en cuatro grupos denominados: líneas de datos, líneas de control, líneas de temporización y líneas especiales secundarias.

Las líneas de datos son usadas para transferencia de datos. Los pines 2 y 3 son usados para este propósito. El flujo de datos es designado de la perspectiva de la interfaz DTE, por lo tanto la “línea transmisora” en la que el DTE transmite, es asociada con el pin 2 en el final del DCE. La “línea receptora”, en la que el DTE recibe, es asociada con el pin 3 en el final del DTE y el pin 3 en el final del DCE. El pin 7 es la línea de regreso común para la línea de datos receptora y transmisora.

Las líneas de control son usadas para control de dispositivos interactivos, comúnmente conocido como “hardware handshaking” y regula la forma en que los datos fluyen a través de la interfaz. Las cuatro líneas de control más comúnmente usadas son, 1) RTS: Request to send (Petición de envío), 2) CTS: Clear to send



(Listo para envío), 3) DSR: Data set ready (o DCE ready in RS-232D/E), 4) DTR: Data terminal ready (or DTE ready in RS-232D/E).

La estructura típica de la trama de datos usada por las aplicaciones es como sigue a continuación. El primer bit es el bit de inicio, seguido de los bits de datos, con el bit menos significativo primero. Los bits de datos deben ser empaquetados en 5, 6, 7 y 8 bits. Después del último bit de datos, existe un bit de paridad opcional (par, impar o ninguno) seguido por el bit de parada. El siguiente bit de parada, existe un estado de señalamiento de 1-, 1 ½ o 2- periodos de bit, para indicar que la secuencia de los bits de datos se ha completado, antes de que se envíe la siguiente trama.

**Características mecánicas de la interfaz.-** Aunque no se especifica por el RS-232C, el conector DB-25 (Tipo D, 25-pin) y el conector DB-9 (Tipo D, 9-pin) se han convertido extremadamente asociados con RS-232 que se han convertido en el estándar. La localización de los pines del conector DB-9 no es la misma que la del DB-25, pero es como sigue, Data transmit: Pin 3, Data receive: Pin 2.

**Descripción funcional de los circuitos de intercambio.-** Las funciones de circuito EIA son definidas, con referencia en DTE. Pin 1 Protective ground (blindaje): Una conexión rara vez es entre el pin de la tierra de protección en cada final. El propósito es prevenir voltajes peligrosos, asegurándonos que el chasis del DTE y el DCE están al mismo potencial en ambos extremos.

Pin 2 Transmitted Data (TXD): Esta línea transmite datos del pin 2 en el DTE al pin 2 en el DCE. La línea es mantenida en MARK (o voltajes negativos) durante periodos de línea muerta. Pin 3 Received Data (RXD): Esta línea transmite datos seriales del pin 3 en el DCE al pin 3 en el DTE. Pin 4 Request to send (RTS): Verifica el pin Clear to send.

Pin 5 Clear to send (CTS): Cuando un modem half-duplex está recibiendo, el DTE mantiene RTS inhibido, cuando se convierte el DTE en turno para transmitir, avisa al modem habilitando el pin RTS. Cuando el modem habilita el CTS, este informa al DTE que es seguro enviar datos en ese momento. El procedimiento es a la inversa para transmitir y recibir.

Pin 6 Data set ready (DSR): Este pin es también llamado DCE ready, en el modo de respuesta, el tono de respuesta y el DSR están activados dos segundos después de que el teléfono ha sido descolgado. Pin 7 Signal ground (common): Esta es la línea de retorno común para la transmisión de datos y las señales de recepción. La conexión, entre los pines 7 de ambos extremos siempre es requerida.

**Redes de datos.-** Las redes de datos surgieron como resultado de las aplicaciones informáticas creadas para las empresas. Sin embargo, en el momento en que se escribieron estas aplicaciones, las empresas poseían computadoras que eran dispositivos independientes que operaban de forma

individual, sin comunicarse con las demás computadoras. Muy pronto se puso de manifiesto que esta no era una forma eficiente, ni rentable para operar en el medio empresarial.

Las empresas comprendieron que podrían ahorrar dinero y aumentar la productividad con la tecnología de redes. Empezaron agregando redes y expandiendo las existentes tan rápidamente como se producía la introducción de nuevas tecnologías y productos de red. Como resultado, a principios de los 80, se produjo una tremenda expansión de redes. Sin embargo, el temprano desarrollo resultaba caótico en varios aspectos.

A mediados de la década de los 80, comenzaron a presentarse los primeros problemas emergentes de este crecimiento desordenado. Las tecnologías de red que habían emergido eran resultado de implementaciones de hardware y software distintas. Por lo tanto, las nuevas tecnologías no eran compatibles entre sí. Se tornó cada vez más difícil la comunicación entre redes que usaban distintas especificaciones.

Una de las primeras soluciones a estos problemas fue la creación de redes de área local (LAN). Como permitían conectar todas las estaciones de trabajo, dispositivos periféricos, terminales y otros dispositivos ubicados dentro de un mismo edificio, las LAN permitieron que las empresas utilizaran la tecnología informática para compartir de manera eficiente archivos e impresoras.

A medida que el uso de las computadoras en las empresas aumentaba, pronto resultó que incluso las LAN no eran suficientes. En un sistema LAN, cada departamento o empresa, era una especie de isla electrónica. Era necesaria una forma de que la información se pudiera transferir rápidamente y con eficiencia, no solamente dentro de una misma empresa sino de una empresa a otra.

Entonces, la solución fue la creación de redes de área metropolitana (MAN) y redes de área amplia (WAN). Como las WAN podían conectar redes de usuarios dentro de áreas geográficas extensas, permitieron que las empresas se comunicaran entre sí a través de grandes distancias.

Para facilitar el estudio, la mayoría de las redes de datos se han clasificado como redes de área local (LAN) o redes de área amplia (WAN). Las LAN generalmente se encuentran en la totalidad dentro del mismo edificio o grupo de edificios, y manejan las comunicaciones entre las oficinas. Las WAN cubren un área geográfica más extensa y conectan ciudades y países. Las LAN y/o las WAN también pueden conectarse entre sí mediante redes.

**Modelo general de comunicación.-** Uso de las capas para analizar problemas en un flujo de materiales. El concepto de capas ayudará a comprender la acción que se produce durante el proceso de comunicación de un equipo a otro. Existen capas que ayudan a describir los de talles del proceso de flujo. Otros ejemplos de

sistemas de flujo son el sistema de suministro de agua, el sistema de autopistas, el sistema postal y el sistema telefónico.

Otro ejemplo que describe cómo puede usar el concepto de capas para analizar un tema cotidiano es examinar una conversación entre dos personas. Cuando usted tiene una idea que desea comunicarle a otra persona, lo primero que hace es elegir (a menudo de modo subconsciente) cómo desea expresar esa idea, luego decide cómo comunicarla de forma adecuada y, por último, transmite esa idea.

**Origen, destino y paquetes de datos.-** El nivel básico de información por computadora está compuesto de dígitos binarios o bits (0 y 1). Las computadoras que envían uno o dos bits de información, sin embargo, no serían demasiado útiles, de modo que son necesarias otras agrupaciones: los bytes, kilobytes, megabytes y gigabytes. Para que las computadoras puedan enviar información a través de una red, todas las comunicaciones de una red inician en el origen, luego viajan hacia el destino.

La información que viaja a través de una red se conoce como paquete, datos o paquete de datos. Un paquete de datos es una unidad de información, lógicamente agrupada, que se desplaza entre los sistemas de computación. Incluye la información de origen junto con otros elementos necesarios para hacer que la comunicación sea factible y confiable en relación con los dispositivos de destino. La dirección origen de un paquete especifica la identidad de la computadora que envía el paquete. La dirección destino especifica la identidad de la computadora que finalmente recibe el paquete.

**Protocolo.-** Para que los paquetes de datos puedan viajar desde el origen hasta su destino a través de una red, es importante que todos los dispositivos de la red hablen el mismo lenguaje o protocolo. Un protocolo es un conjunto de reglas que hacen que la comunicación en una red sea más eficiente.

Una definición técnica de un protocolo de comunicaciones de datos es: un conjunto de normas, o un acuerdo, que determina el formato y la transmisión de datos. La capa "n" de un equipo se comunica con la capa "n" de otro equipo. Las normas y convenciones utilizadas en esta comunicación son denominadas colectivamente protocolos de la capa "n".

**Protocolos propietarios.-** Los sistemas propietarios se desarrollan, pertenecen y son controlados por organizaciones privadas. En la industria de la informática, "propietario" es lo contrario de "abierto". "Propietario" significa que un pequeño grupo de empresas controla el uso total de la tecnología. Abierto significa que el uso libre de la tecnología está disponible para todos.

Para enfrentar el problema de incompatibilidad de las redes y la imposibilidad de comunicarse entre sí, la Organización Internacional para la Normalización (ISO) estudió esquemas de red como DECNET, SNA y TCP/IP a fin de encontrar un

conjunto de reglas. Como resultado de esta investigación, la ISO desarrolló un modelo de red que ayudaría a los fabricantes a crear redes que fueran compatibles y que pudieran operar con otras redes.

El proceso de dividir comunicaciones complejas en tareas más pequeñas y separadas podría compararse con el proceso de construcción de un automóvil. Visto globalmente, el diseño, la fabricación y el ensamblaje de un automóvil es un proceso de gran complejidad. Es poco probable que una sola persona sepa cómo realizar todas las tareas requeridas para la construcción de un automóvil desde cero. Es por ello que los ingenieros mecánicos diseñan el automóvil, los ingenieros de fabricación diseñan los moldes para fabricar las partes y los técnicos de ensamblaje ensamblan cada una una parte del auto.

El modelo de referencia OSI, lanzado en 1984, fue el esquema descriptivo que crearon. Este modelo proporcionó a los fabricantes un conjunto de estándares que aseguraron una mayor compatibilidad e interoperabilidad entre los distintos tipos de tecnología de red utilizados por las empresas a nivel mundial.

**El modelo de referencia TCP/IP.-** Aunque el modelo de referencia OSI sea universalmente reconocido, el estándar abierto de Internet desde el punto de vista histórico y técnico es el Protocolo de control de transmisión/Protocolo Internet (TCP/IP). El modelo de referencia TCP/IP y la pila de protocolo TCP/IP hacen que sea posible la comunicación entre dos equipos, desde cualquier parte del mundo, a casi la velocidad de la luz. El modelo TCP/IP tiene importancia histórica, al igual que las normas que permitieron el desarrollo de la industria telefónica, de energía eléctrica, el ferrocarril, la televisión y las industrias de vídeos.

**Las capas del modelo de referencia TCP/IP.-** El Departamento de Defensa de EE.UU. creó el modelo TCP/IP porque necesitaba una red que pudiera sobrevivir ante cualquier circunstancia, incluso una guerra nuclear. Para brindar un ejemplo más amplio, puede ejemplificarse que el mundo está en estado de guerra, atravesado en todas direcciones por distintos tipos de conexiones: cables, microondas, fibras ópticas y enlaces satelitales. Ante tal situación es necesario que fluya la información o los datos.

El Departamento de Defensa desea que los paquetes lleguen a destino siempre, bajo cualquier condición, desde un punto determinado hasta cualquier otro. Este problema de diseño de difícil solución fue lo que llevó a la creación del modelo TCP/IP, que desde entonces se transformó en el estándar a partir del cual se desarrolló Internet.

**Capa de aplicación del modelo TCP/IP.-** Los diseñadores de TCP/IP sintieron que los protocolos de nivel superior deberían incluir los detalles de las capas de sesión y presentación. Simplemente crearon una capa de aplicación que maneja protocolos de alto nivel, aspectos de representación, codificación y control de diálogo. El modelo TCP/IP combina todos los aspectos relacionados con las

aplicaciones en una sola capa y garantiza que estos datos estén correctamente empaquetados para la siguiente capa.

**Capa de transporte del modelo TCP/IP.-** La capa de transporte se refiere a los aspectos de calidad del servicio con respecto a la confiabilidad, el control de flujo y la corrección de errores. Uno de los protocolos, el protocolo para el control de la transmisión (TCP), ofrece maneras flexibles y de alta calidad para crear comunicaciones de red confiables, sin problemas de flujo y con un nivel de error bajo. TCP es un protocolo orientado a la conexión.

Mantiene un diálogo entre el origen y el destino mientras empaqueta la información de la capa de aplicación en unidades denominadas segmentos. Orientado a la conexión no significa que el circuito exista entre las computadoras que se están comunicando (conmutación de circuito). Significa que los segmentos de Capa 4 viajan de un lado a otro entre dos equipos para comprobar que la conexión exista lógicamente para un determinado período. Esto se conoce como conmutación de paquetes.

**Capa de Internet del modelo TCP/IP.-** El propósito de la capa de Internet es enviar paquetes origen desde cualquier punto en la red y que estos paquetes lleguen al destino independientemente de la ruta y de las redes que recorrieron para llegar hasta allí. El protocolo específico que rige esta capa es denominado Protocolo Internet (IP). Esta capa produce la determinación de la mejor ruta y la conmutación de paquetes.

**Capa de acceso de red del modelo TCP/IP.-** El nombre de esta capa es muy amplio y se presta a confusión. También es denominada capa de equipo (host) a red. Es la capa responsable de todos los aspectos que requiere un paquete IP para realizar realmente un enlace físico y luego realizar otro enlace físico. Esta capa incluye los detalles de tecnología LAN y WAN y todos los detalles de las capas, física y de enlace de datos del modelo OSI.

**Generalidades del protocolo TCP/IP.-** En la capa de aplicación, aparecen distintas tareas de red que probablemente no se reconozca, pero como usuario de la Internet, se use todos los días. Estas aplicaciones incluyen las siguientes, 1) FTP: File Transfer Protocol, 2) HTTP: Hypertext Transfer Protocol, 3) SMTP: Simple Mail Transfer Protocol, 4) DNS: Domain Name System, 5) TFTP: Trivial File Transfer Protocol.

El modelo TCP/IP enfatiza la máxima flexibilidad, en la capa de aplicación, para los creadores de software. La capa de transporte involucra dos protocolos: el protocolo de control de transmisión (TCP) y el protocolo de datagrama de usuario (UDP). La capa inferior, la capa de acceso de red, se relaciona con la tecnología específica de LAN o WAN utilizada.

En el modelo TCP/IP existe solamente un protocolo de red: el protocolo Internet, o IP, independientemente de la aplicación que solicita servicios de red o del

protocolo de transporte que se utiliza. Esta es una decisión de diseño deliberada. IP sirve como protocolo universal que permite que cualquier equipo en cualquier parte del mundo pueda comunicarse en cualquier momento.

**Protocolos SCADA abiertos DNP3.-** Históricamente, los protocolos SCADA para sistemas de comunicación han sido desarrollados como protocolos propietarios, cada uno creado por un fabricante como parte de un sistema propietario, para cumplir con necesidades específicas de una industria en particular.

Debido a una necesidad ya que hasta el momento no existían estándares convenientes. Sin embargo, los protocolos propietarios tienen desventajas para el usuario. Como el sistema es desarrollado para satisfacer las necesidades actuales, se ha cerrado la expansión usando el mismo sistema propietario, o bien se obliga al usuario a reemplazar partes substanciales del sistema o a cambiar al protocolo de otro fabricante.

Derivado de estas desventajas subyacentes y el incremento en el uso de sistemas SCADA en general, la necesidad de protocolos abiertos ha sido reconocida. Este reconocimiento ha sido traducido en esfuerzos de numerosas organizaciones en un número de países. Sin embargo, la aparición de estándares que han tenido aceptación ha sido un proceso lento.

El beneficio clave de un sistema abierto es que, provee interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes. Esto significa que un usuario puede comprar un sistema de equipos como una estación maestra de un fabricante, y puede tener la posibilidad de agregar equipo RTU proporcionado por otro fabricante. La RTU en cuestión puede tener un número de dispositivos electrónicos inteligentes conectados a ella y además utilizan un protocolo.

Todo este equipo puede ser proporcionado por diferentes fabricantes, en una instalación inicial o bien progresivamente con el desarrollo del sistema a través del tiempo. Algunos de los diferentes beneficios derivados del uso de protocolos abiertos se enlistan a continuación, agrupados en efectos inmediatos y a largo plazo.

Beneficios inmediatos: Interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, Menos protocolos usados en campo, Reducción de costos de software. No se requiere de traductores de protocolo. Agendas de entrega menores. Reducción de pruebas, mantenimiento y entrenamiento. Mejoras en la documentación. Se pueden producir pruebas de conformidad independientes.

Beneficios a largo plazo. Fácil expansión del sistema. Larga vida del producto. Mayor número de productos de valor agregado de los fabricantes. Rápida adopción de nuevas tecnologías. Mayor ahorro de operaciones.

**Desarrollo De Estándares.-** Derivado del reconocimiento de la necesidad de estándares de protocolos de comunicaciones SCADA abiertos, se han llevado a cabo trabajos por organizaciones de estándares en un número de fronteras en un

periodo de algunos años. Encabezado al final de los 90's por dos protocolos de comunicaciones SCADA abiertos, conocidos como DNP3 y el IEC 60870.

**Vista previa del protocolo DNP3.-** El protocolo de red distribuida versión 3 por las siglas en inglés DNP3 es un estándar de telecomunicaciones que define la comunicación entre estaciones maestras, unidades terminales remotas y otros dispositivos electrónicos inteligentes. Fue desarrollado para lograr la interoperabilidad entre sistemas en la industrias: eléctrica, aceite y gas, perdida de agua y seguridad.

DNP3 fue creada como un protocolo propietario por la Harris Controls Division inicialmente para el uso de la industria eléctrica. En noviembre de 1993 el protocolo se hizo disponible para el uso de terceros, por la transferencia de la propiedad al grupo de usuarios DNP3. A través del grupo de usuarios, que se unieron por un costo nominal, la especificación del protocolo puede ser obtenida por cualquier persona o compañía.

DNP3 fue diseñado específicamente para aplicaciones SCADA. Esto implica adquisición de información y envío de comandos de control entre dispositivos físicamente separados. Está diseñado para transmitir paquetes de datos relativamente pequeños de manera fiable con los mensajes implicados llegando en secuencia determinística. En este aspecto es diferente de la mayoría de los protocolos de este propósito, como FTP el cual es parte de TCP/IP, el cual envía archivos largos.

De esta creación para la industria de distribución eléctrica en América, DNP3 ha ganado aceptación significativa en términos geográficos e industriales. DNP3 es soportado por un gran número de fabricantes y usuarios en industrias eléctricas, infraestructura de agua y otras industrias en Norte América, Sudamérica, Sur África, Asia y Australia. En Europa DNP3 compite con el protocolo IEC 60870-5-101 que es ampliamente usado en la región, que comparte un origen común con DNP3.

**Interoperabilidad y estándares abiertos.-** Una característica clave del protocolo DNP3 es que es un estándar de protocolo abierto y es el que ha sido adoptado por un número significativo de fabricantes de equipos. DNP3 es el protocolo abierto para comunicaciones SCADA que ha emergido de la era de los protocolos propietarios.

Analizando la lista de implementadores y usuarios de DNP3 se puede observar que hay un nivel de soporte substancial para el protocolo a través de un número substancial de sistemas SCADA, RTU's y diferentes dispositivos electrónicos inteligentes como relevadores, instrumentos, convertidores de protocolo y otros dispositivos.

**DNP3 y sus beneficios.-** DNP3 ha sido reconocido por tener particularmente un sistema fuerte de cumplimiento. Además de tener una especificación comprensiva

de objetos de datos, DNP3 ha detallado un sistema de certificación de cumplimiento. Basado en tener definida la implementación de subconjuntos para los cuales los dispositivos deben ser certificados. De esta manera se provee un medio para que los fabricantes implementen sistemas de funciones reducidas y aun así proporcionen niveles definidos de funcionalidad.

Estándar abierto, soportado por un grupo de usuarios DNP3 activo, protocolo que es soportado por un largo y creciente número de fabricantes de equipos, arquitectura de capas conformada por el modelo de arquitectura de desempeño mejorado IEC, optimizado para comunicaciones SCADA rentables y eficientes, soportado por estándares de implementación y pruebas comprensivas, la habilidad de selección de múltiples fabricantes para expansión del sistema a futuro o modificaciones.

La documentación del grupo de usuarios DNP3 identifica los beneficios ofrecidos por DNP3 en términos de corto plazo o intermedio, así como largo plazo. Lo cual brinda un enfoque apropiado de la ecuación costo de por vida/beneficio, el cual es apuntalado por la aparición de sistemas basados en estándares abiertos. Los beneficios identificados por la documentación DNP3.

Beneficios inmediatos: Interoperabilidad entre dispositivos de diversos fabricantes. Menor número de protocolos que utilizar en campo. Reducción de costos en software. No se requiere de traductores de protocolo. Tiempos de entrega menores. Reducción de pruebas, mantenimiento y entrenamiento. Mejoras en la documentación. Pruebas de conformidad independientes. Soportado por un grupo de usuarios independientes y fuentes de terceros.

Beneficios a largo plazo. Facilidad de expansión del sistema. Larga vida del producto. Mayor número de productos de valor agregado de los fabricantes. Rápida adopción de nueva tecnología. Ahorros en operación.

**DNP3 y sus características.**- DNP3 ofrece características substanciales así como flexibilidad y seguridad. Soporta mensajes con estampado de tiempo para grabación de secuencias de eventos (SOE), separación de los mensajes en múltiples tramas para proporcionar un control óptimo de errores y secuencias de comunicación más rápidas, permite topología par-par así como maestro-esclavo, permite topología de múltiples maestras, provee objetos definibles por el usuario, proporciona reportes por excepción/evento sin poleo por la maestra, proporciona 0 respuestas solamente para “cambios en los datos”<sup>4</sup>

**Topologías del sistema.** - DNP3 soporta comunicaciones con múltiples esclavos, uno a uno y múltiples maestros. Soporta el modo de poleo operacional, y operación quiescente. Esta última es también referida como reporte por excepción. La operación quiescente es llamada así porque los poleos para verificación de cambios no son requeridos. Debido a que la estación maestra puede contar con que la estación remota podrá enviar “respuestas no solicitadas” cuando esta contiene cambios que necesitan ser reportados.



<b>Company</b>	<b>Product</b>
ABB	ABB Power RICH System ABB DPU Relay Master Station
Advanced Control System	HPM 9000/SCADA Master, EMS, DMS MPR-7575 Pole-top RTU MPR-7010 Substation RTU
CI Technologies inc.	PC Based SCADA Systems
Control Microsystems	SCADA Pack RTUs/PLCs
Cybetec Inc.	RTU, SMP, PAC
Foxboro	C50-Pole-top RTU
GE Harris Energy Control Systems	Powerlink PC-master, Enmac DMS,XA/21 EMS Dart, SCD.
GE Fanuc	CIMPLICITY Software D20,D25 Multifunction IED
GE Harris Energy Control Systems	Powerlink PC-base SCADA Master. DNP over UDP/IP for LAN applications
Hunter Watertech Pty. Ltd.	PDS Telemetry products PDS 500, PDS Compact, Multipurpose RTUs
Intellution	FIX Software for WIN95/98 NT
Landis & Gyr Energy Mgt. Inc.	Telegyr/5700
Mitsubishi Electric Corporation	MELSCADA, MELRTU

**Tabla 2.4** Fabricantes de UTR's y SCADA que soportan DNP3.

<b>Company</b>	<b>Product</b>
Motorola	MOSCAD RTUs
National Instruments Corporation	SCADA Master
PC Soft International- Wizcon	Wizcon SCADA/HMI and Wizcon for Internet
Rockwell Software	RSView32 Scada Master
Schneider Electric	Talus 100 RTU and Talus 200 RTU Talus 2000 RTU
Siemens Power & Transmission Distribution	SICAM SCADA – NT Based SCADA SICAM SAS, Poletop RTUs
SUBNET Solution Inc.	SUBSTATION EXPLORER, Windows based Substation HMI
Telegyr Systems Inc.	Telegyr NMS on NT SCADA System Telegyr 8000 SCADA System
QEI Inc	Quics 4 Master station
Quindar Products Ltd	QUICKS IV Master Station XPPB, XPAC, XPDC, XPPQ, RTUs

**Tabla. 2.5 Fabricantes de UTR's y SCADA que soportan DNP3.**

Las topologías del sistema incluyen, Maestro-esclavo, Multienlace de una sola maestra, Jerárquica con concentradores de datos intermedios, Maestras múltiples. Así mismo en la ausencia de cambios en el sistema permanece quiescente, o en un estado estático, sin poleos de la estación maestras o respuestas de las estaciones remotas. Este modo de operación proporciona un mejor uso de la capacidad de comunicaciones del sistema.

En un sistema quiescente, generalmente un poleo periódico de respaldo se sigue usando, por lo general en intervalos de una hora, para prevenir fallas de comunicación no detectadas. Si esto no se hiciera, la estación maestra podría no tener manera de detectar las fallas de comunicación con la estación remota si estas ocurrieran. La estación maestra asumiría que nada ha cambiado.

La capacidad de soportar operaciones peer-peer y quiescentes requiere que las estaciones que no han sido designadas como estaciones maestras puedan iniciar comunicación. Esto es a veces referido como comunicaciones balanceadas lo cual significa que cualquier estación puede actuar como estación primaria (o enviando) y que como secundaria (o respondiendo) al mismo tiempo.

A pesar de la habilidad de las estaciones que no son maestras de iniciar comunicaciones con DNP3, solamente las estaciones maestras pueden iniciar peticiones de datos, o comandos en cuestión a otras estaciones.

Así, aunque el término balanceado es aplicado al sistema de comunicaciones, las diferencias entre estaciones maestras y esclavas son necesarias. Algunas veces los términos maestra y estación remota son usados para reflejar apropiadamente las capacidades del sistema.

Las arquitecturas deben además involucrar el uso de convertidores de protocolos para establecer la interfaz con uno o más dispositivos que usan un protocolo de comunicación diferente. Un convertidor de protocolos puede ser usado en el caso de una topología jerárquica, en donde los dispositivos de la estación remota solamente usan DNP3, y la maestra SCADA puede estar usando un sistema de comunicaciones diferente.

En el caso de los dispositivos DNP3 con un puerto de red, DNP3 es encapsulado dentro de TCP/IP en paquetes. Aunque colocando una cabecera asociada con estos paquetes, lo cual provee un medio eficaz para usar las redes de área local o amplia para atender las comunicaciones SCADA. En algunos casos, esto permitirá una extensión eficiente de un sistema SCADA haciendo uso de una red corporativa existente.

**Transformadores de corriente tc's.-** Los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan normalmente diferenciales de potencial e intensidades de corriente considerablemente altas, por ello y para proteger al personal y aislar eléctricamente a los equipos primarios los equipos de protección y medición, es

que estos últimos son alimentados por magnitudes proporcionalmente menores, copiadas fielmente del sistema a través de dispositivos especiales llamados transformadores de instrumentos.

Existen dos tipos de transformadores de instrumentos: transformadores de corriente y transformadores de potencial. Un transformador de corriente o "Tc" es el dispositivo que alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito, el principio de funcionamiento puede ser obteniendo a través del módulo del transformador ideal; haciendo algunas consideraciones derivadas del diseño y conexión dentro del sistema.

**Transformador de potencial tp's.-** El comportamiento de TP es similar al del Tc solo que este se conecta en paralelo con el sistema eléctrico ya sea ente fases o a tierra, dependiendo de las necesidades de utilización requeridas. La carga conectada al TP se caracteriza por ser de muy alta impedancia, por lo que la corriente originada es muy pequeña, de tal forma que en el primario producen una corriente similar a la de excitación. Por lo tanto, un TP trabaja en condiciones similares a la de un transformador de potencia en vacío.

Existen otros tipos de transformadores de voltaje, y que son denominados transformadores de potencial de acoplamiento, o dispositivos de potencial capacitivos (DP'S). Este es un dispositivo que utiliza un divisor de tensión capacitivo, en el circuito primario aunque estos últimos son más baratos, tienen un comportamiento inferior en cuanto a transitorios y precisión, ya que requieren de elementos que permitan ajustar magnitud y ángulo de fase de la tensión secundaria. Un uso aparte que se le da a los DP'S es el acoplamiento de la señal de onda portadora.

**Dispositivos electrónicos inteligentes (DEI'S)-** Los dispositivo electrónico inteligente es un término usado en la industria de potencia eléctrica para describir los controladores basados en microprocesadores del equipo del sistema de potencia, tales como interruptores, transformadores, bancos de capacitores.

Los DEI'S reciben datos de sensores del equipo de potencia, y pueden ejecutar comandos de control, tales como disparos de interruptores si estos detectan anomalías de voltaje, corriente, o frecuencia, o bien pueden incrementar o disminuir los niveles de voltaje para mantener el nivel deseado. Algunos tipos comunes de DEI'S incluyen dispositivos relevadores, controladores de cambio de derivación de la carga, controladores de interruptores, interruptores de bancos de capacitores, controladores de recierre, reguladores de voltaje, etc.

Las funciones de un DEI típico pueden ser clasificadas en cinco áreas principales, nombradas de protección, control, monitoreo o supervisión, medición y comunicaciones. Algunos DEI'S pueden ser más avanzados que otros, y unos pueden acentuar ciertos aspectos funcionales sobre otros, pero estas funcionalidades principales deberían ser incorporadas a un grado mayor o menor.

Los DEI'S presentan cinco funciones específicas como: protección, control, monitoreo, medición, comunicación.

Los relevadores de protección son fabricados principalmente por DEI'S. Esto porque, con la tecnología de microprocesadores disponible una sola unidad puede desempeñar varias funciones de protección, control y similares. Considerando que en el pasado sin la tecnología de los microprocesadores una sola unidad podría contener solamente una función de protección. Si varias funciones de protecciones son requeridas, se tendría que combinar un número de diferentes unidades de relevadores de protección.

Un DEI típico puede contener alrededor de 5-12 funciones de protección, de 5-8 funciones de control que controlan dispositivos separados, una función de auto recierre, función de autocontrol, funciones de comunicación. Algunos DEI'S recientemente son diseñados para manejar el estándar IEC61850 para la automatización, la cual provee interoperabilidad y capacidades de comunicación avanzadas.

**Medidor ARTECHE.-** El DM9200R es un medidor multifunción para sistemas trifásicos. Puede ser utilizado en la industria o en compañías dedicadas a la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica. El DM9200R realiza un conjunto de funciones que pueden ser agrupadas en cinco áreas: 1) Tablero de medición, 2) Tomador de lecturas, 3) Almacenador de datos históricos, 4) Analizador de armónicas, 5) Funciones de diagnóstico.

Como función principal se puede describir la de Tablero de Medición, debido a su importancia y uso, por lo tanto como tablero de medición, el DM9200R ofrece los valores instantáneos, monofásicos y trifásicos siguientes: voltajes, voltaje promedio, corrientes, corriente promedio, potencia activa direccional, reactiva, distorsión y aparente, potencia activa direccional, reactiva, distorsión, aparente vectorial y aparente aritmética, factores de potencia, factor de potencia aparente y aritmético, distorsión voltajes, fecha y hora, distorsión corrientes, frecuencia.

También maneja acumuladores independientes para cada uno de los parámetros del grupo de acumuladores y demandas. Este grupo puede estar integrado por hasta 25 parámetros programables por el usuario, del grupo de acumuladores varios, el cual a la vez, está integrado por 49 parámetros. Para cada parámetro programado, existen 21 acumuladores independientes: un total general, un total de cada tarifa y un acumulador para cada una de las 4 posibles tarifas de cada una de las cuatro estaciones.

Todos los acumuladores pueden ser examinados por el usuario, ya sea a través de la pantalla del medidor o interrogando al medidor a través de los puertos de comunicación. El valor es expresado con 8 dígitos y una vez que alcanzan el valor máximo (todos los dígitos en 9), son regresados a cero. Estos registros no pueden ser inicializados por el usuario, a menos que realice la inicialización del medidor.

El DM9200R cuenta con registros de Demandas Máximas y Mínimas independientes para cada uno de los 25 posibles parámetros programados del grupo de Acumuladores y Demandas. En estos registros se almacenan las demandas máximas y mínimas de cada uno de los 25 posibles parámetros programables, junto con la fecha y hora de ocurrencia de la última demanda máxima o mínima.

Existen 21 registros de Demandas Máximas por parámetro: un total general, un total de cada tarifa y un registro para cada una de las 4 posibles tarifas de cada una de las cuatro estaciones. Además existen 16 registros de Demanda Mínima: un registro para cada una de las 4 posibles tarifas en las cuatro estaciones. Cada registro tiene asociada la fecha de la última ocasión en que se alcanzó la demanda máxima/mínima del parámetro en la tarifa correspondiente.

Para el cálculo de las demandas puede utilizarse el método directo o de integración rolada. El usuario puede programar el número de intervalos desde 1 hasta 15, obteniéndose de esta forma la integración directa (1 intervalo) o rolada (desde 2 hasta 15 intervalos). Todos los registros de demandas pueden ser examinados por el usuario, ya sea a través de la pantalla del medidor o interrogando al medidor a través de los puertos de comunicaciones.

Se dispone de un grupo de registros de demanda máxima que se inicializan únicamente al momento de congelar o de cambio de estación. El usuario no tiene control sobre este grupo de registros. Se tiene además otro grupo que puede ser inicializado en forma manual o, si así fuera programado, en forma automática al momento de congelar.

El medidor DM9200R tiene la capacidad de compensar las pérdidas del sistema originadas al instalarse el medidor en el lado de baja tensión de un transformador o en algún punto alejado del que realmente se necesita medir. Estas pérdidas pueden ser: de línea, subestación o de transformación. Las pérdidas de sistema se dividen en pérdidas con carga y pérdidas sin carga y ambas pueden tener un componente activo y reactivo.

El DM9200R puede incluir en las potencias instantáneas, los valores de compensación, afectando, por consiguiente a las demandas y acumuladores. La compensación la realiza monofásicamente para las potencias activas y reactivas y se calculan las potencias trifásicas a partir de las monofásicas compensadas.

**Medidor OPH.-** El OMNIPOTENCIHORIMETRO OPH-03/C es un medidor multifunción para sistemas trifásicos. Puede ser utilizado en la industria, o en compañías dedicadas a la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica. El OPH-03/C realiza un conjunto de funciones que pueden ser agrupadas en cinco áreas: Tablero de medición, Tomador de lecturas, Almacenador de datos históricos, Analizador de armónicas y Funciones de diagnóstico.

Como tablero de medición, el OPH-03/C ofrece los siguientes valores instantáneos (32Valores): Valores monofásicos: Voltajes (V), Corrientes (I), Potencia activa direccional (W), reactiva (VAR) y aparente (VA), Factores de potencia (FP), Distorsión voltajes (THD, Fd, Cd o Fc), Distorsión corrientes (THD, Fd, Cd o Fc).

Valores trifásicos: Voltaje (V) promedio, Corriente (I) promedio, Potencia activa direccional (W), reactiva (VAR) y aparente (VA), Factor de potencia, Estatismo, Frecuencia. También maneja acumuladores de consumo independientes para hasta 4 tarifas (costos) diferentes, en 4 estaciones y uno total para cada uno de los siguientes parámetros [ $25 \times 4 \times 4 + 25 = 425$  valores posibles]:

Acumuladores monofásicos: Voltajes (Vh), Corrientes (Ih), Potencia activa entrando y saliendo (Wh+ y Wh-), potencia reactiva entrando y saliendo (VARh+ y VARh-). Acumuladores trifásicos: potencia activa entrando y saliendo (Wh+ y Wh-), Potencia reactiva en los cuatro cuadrantes (VARh1, VARh2, VARh3 y VARh4), Potencia aparente (VAh).

Además, integra demandas máximas y mínimas fechadas por tarifa (costo) [(25 parámetros +25 fechas) x 2 (max y min) x 4 (tarifas) x 4 estaciones = 1600 datos]] y maneja acumuladores de demanda (25 parámetros x 4 tarifas x 4 estaciones = 400 datos) por tarifa (costo) para cada uno de los siguientes parámetros (2000 datos posibles):

Demandas monofásicas: Voltajes (V), Corrientes (I), Potencia activa entrando y saliendo (W+ y W-), Potencia reactiva entrando y saliendo (VAR+ y VAR-). Demandas trifásicas: Potencia activa entrando y saliendo (W+ y W-), Potencia reactiva en los cuatro cuadrantes (VAR1, VAR2, VAR3 y VAR4), Potencia aparente (VA). Finalmente, también muestran la fecha, hora y día de la semana.

Los valores de potencia activa y reactiva y, como consecuencia, la potencia aparente y el factor de potencia (monofásica y trifásica), así como las demandas respectivas, pueden ser compensados para tomar en cuenta las pérdidas de transformación o de línea. Por otro lado, para calcular demandas puede utilizarse el método de integración rolada con tres subintervalos o el método directo.

**ION 8600.-** Son utilizados para el control de redes eléctricas, entradas de servicios y subestaciones, la serie ION 8600 presenta los medidores de energía tipo socket más avanzados del mundo gracias al sistema de medición de alta precisión y la amplia gama de funciones.

Proporcionan las herramientas necesarias para administrar contratos complejos de suministro energético que incluyen el compromiso de ofrecer una determinada calidad de energía. La integración de estos medidores con el software de operaciones ION Enterprise mediante los numerosos canales de comunicación y protocolos (propietarios).

La tecnología patentada ION también permite personalizar las funciones de medición y análisis en la estación de trabajo sin necesidad de conexiones. Sólo es

necesario unir gráficamente unos iconos de arrastrar y soltar o bien seleccionar unos parámetros predeterminados, herramienta que es de gran utilidad para brindar soluciones rápidas a las diversas eventualidades que se presentan en el sistema eléctrico.

Una de las funciones más llamativas consiste en el control del cumplimiento de los contratos de suministro eléctrico. Las compañías eléctricas pueden ofrecer tarifas personalizadas facturas flexibles, compensaciones de pérdidas del transformador/conductor e informes basados en la Web. Los consumidores pueden supervisar los requisitos de consumo y verificarlas facturas.

Las comunicaciones compatibles con Internet con las que cuentan son. 1) Soporte para los protocolos ION, Modbus y DNP 3.0, 2) Compatible con el software Itron MV-90, 3) Dos puertos RS-485, uno conmutable a RS-232, 4) Un puerto óptico en el panel frontal, 5) Módem integrado opcional con Módem Gate para acceder mediante el módem a dispositivos, 6) RS-485, 7) Puerto Ethernet opcional con EtherGate, que permite acceder mediante la red a las redes de dispositivos RS-485, 8) Acceda a datos del medidor a través de buscadores Web, con páginas Web configurables, 9) Sincronización GPS del reloj del medidor, 10) Notificación de alarma remota y recibo de cargas.

Los medidores dotados de un puerto Ethernet pueden enviar automáticamente notificaciones de alarma por email, así como actualizaciones programadas del estado del sistema. Los mensajes de Meter Mail pueden recibirse, como cualquier otro mensaje de e-mail, en una estación de trabajo, un teléfono celular, un buscapersonas o en una PDA. Los registros de datos también pueden enviarse mediante correo electrónico por ocurrencia de eventos o de forma programada adaptándose a las restricciones de firewall.

Web Meter: Un servidor Web que, en combinación con un puerto Ethernet, ofrece un acceso rápido y fácil a información sobre la energía en tiempo real y a información básica sobre la calidad de la energía sin necesidad de utilizar un software especial. Las páginas web integradas, con configuración personalizada despliegan información diversa sobre la calidad de la potencia gracias a un dispositivo compatible con Web y, además, soportan tareas de configuración básicas de los medidores.

Compatibilidad con XML: Las unidades también pueden intercambiar información utilizando el formato estándar XML. Este formato sencillo legible por computadora soporta una integración fácil con informes personalizados, hojas de cálculo, bases de datos y otras aplicaciones.

**Medidor Electrónico multifunciones Q1000.-** QUANTUM Q1000 de Schlumberger es un medidor electrónico multifunciones de estado sólido, para transformadores de medición, polifásico de exactitud inigualada, diseñado para ser usado en donde existen grandes flujos de energía tales como plantas

generadoras, puntos de interconexión en transmisión, subestaciones de transmisión, distribución y grandes usuarios comerciales e industriales.

El medidor Q1000 tiene la facultad de medir y mostrar la potencia real y reactiva por fase en los cuatro cuadrantes además de miles de otros valores. Ofrece capacidades de entrada y salida flexibles y una amplia gama de opciones de software. El Q1000 es igualmente versátil en múltiples comunicaciones de alta velocidad, desde frame relay y fibra óptica a radio, marcado telefónico y micro ondas usando protocolos DNP 3.0, IEC 60870-5- 102, IEC 60870-5-102 plus, mini DLMS y MODBUS.

## **2.3 Calidad de Energía**

La energía eléctrica es considerada materia básica en el diario vivir, es decir desde la parte industrial, hasta la vivienda, por ello las compañías encargadas de producirla están comprometidas a brindar un servicio de calidad el cual permita que ésta se encuentre libre de fluctuaciones o en su defecto, tener un control en la tolerancia de los límites de variación de la misma.

Mantener un servicio de calidad en la energía eléctrica es vital puesto que los usuarios, al utilizar los equipos sensitivos como en el caso de computadoras, equipos de seguridad o aparatos de instituciones hospitalarias, evitará errores o problemas derivados de las variaciones de energía, siendo estos errores de datos, reinicios automáticos, problemas con la fuente de alimentación, entre otros.

Para las compañías encargadas del servicio eléctrico, una deficiente calidad en el suministro de energía provoca fallas o incrementos en los costos de operación, lo cual ha provocado la necesidad de monitorear los sistemas de potencia con el fin de probar la calidad de la misma y siempre dentro de los estándares especificados.

Al hablar de calidad de energía se hace referencia a los fenómenos electromagnéticos que caracterizan al voltaje y a la corriente en un tiempo dado y en una localidad específica. Estos fenómenos son originados por diversas causas como factores externos al sistema de potencia, acciones de conmutación (switcheo), acciones originadas por descargas atmosféricas sobre líneas aéreas o por falla de aislamiento de cables.

Existen elementos para contrarrestar las consecuencias de este tipo de fenómenos y proteger tanto al consumidor como al sistema de protección. Estos sistemas actúan de acuerdo al tipo de falla que ocurrida, desde aislar la parte de la red donde ocurre hasta implementar equipos de protección sobre el voltaje, siendo los equipos electrónicos altamente susceptibles a las variaciones de voltaje (sobrevoltaje y bajos voltajes).

Por ello para considerar un servicio de calidad de potencia es considerado que el valor RMS del voltaje y frecuencia sean constantes (nominal), que exista poca



distorsión armónica, no presente ruido, muescas y/o transitorios o bien no exista desbalance.

El factor económico es una de las razones primordiales de la importancia en el servicio de calidad eléctrica, principalmente en el sector de industria y comercio y en último término en el ámbito residencial. Debido a las pérdidas que se encuentran molestias por interrupciones en los sectores antes mencionados, debe existir un equilibrio de las pérdidas entre suministrador y consumidor. El costo en estas pérdidas es dado más por la cantidad de frecuencia de las interrupciones que por la duración que puedan tener.

Estas interrupciones son ocasionadas por variaciones largas y cortas en el voltaje, son consideradas de larga duración cuando los límites ANSI son extendidos por más de un minuto; siendo que el estándar ANSI C84.1 especifica que las tolerancias para voltajes en el estado estacionario son de 0.9 pu mínimo y de 1.1 pu máximo.

Las variaciones largas pueden ser causadas por sobrevoltajes o bajos voltajes, originadas por apertura o cierre de interruptores, es decir acciones de switcheo. Por el contrario las variaciones de corta duración son generalmente derivadas por fallas como cortocircuitos en el sistema.

Factores como identificación del tipo de problema, caracterización del problema desde las causas, características e impacto en el equipo y la identificación, evaluación y elección de la solución viable, son tomados en cuenta para evaluar el servicio de calidad. Es por ello que para lograr dicha caracterización son importantes las mediciones del servicio mediante los equipos de monitoreo.

La calidad de potencia eléctrica es considerada como limpia o sucia; es limpia cuando no presenta ninguna distorsión con magnitud y frecuencia constante referida al voltaje y corrientes sinusoidales; así de manera inversa aquella que presenta distorsiones o bien sale de los límites de diseño o límites de operación permitidos es considerado como sucia.

Referirse a una calidad de potencia sucia es sinónimo de problemas en la calidad, esta se encuentra dividida en dos categorías; la primera por parte del suministro de energía y la segunda por parte del usuario o consumidor.

Algunos de los problemas derivados de estas fallas en la calidad de potencia son transitorios impulsivos causado por descargas atmosféricas o entradas y salidas de cargas puede ocasionar la destrucción de los chips de computadoras y reguladores de televisores. Posibles soluciones son los apartarrayos, transformadores de aislamiento, filtros y supresores de voltaje transitorios.

Interrupciones causadas por las protecciones y mantenimiento del sistema (interruptores y fusibles) lo cual causa pérdida en la producción y salida de operación, presentando como soluciones tecnologías de almacenamiento de energía, fuentes de potencia ininterrumpibles (UPS), generación de respaldo.

1. Fenómenos de baja frecuencia conducidos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Armónicas e interarmónicas</li> <li>• Fluctuaciones de Voltaje</li> <li>• Interrupciones y Dips de Voltaje</li> <li>• Desbalance de Voltaje</li> <li>• Variaciones de Frecuencias</li> <li>• Voltajes Inducidos de Baja Frecuencia</li> <li>• CD en redes de AC</li> </ul>
2. Fenómenos de baja frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Campos magnéticos</li> <li>• Campos eléctricos</li> </ul>
3. Fenómenos de alta frecuencia conducidos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ondas continuas de voltaje o corrientes inducidas</li> <li>• Transitorios Unidireccionales</li> <li>• Transitorios Oscilatorios</li> </ul>
4. Fenómenos de alta frecuencia radiados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Campos Magnéticos</li> <li>• Campos Eléctricos</li> <li>• Campos Electromagnéticos</li> <li>• Onda continua</li> <li>• Transitorios</li> </ul>
5. Fenómeno de descarga electrostática	
6. Pulso nuclear electromagnético	

**Tabla 2.6** Clasificación de los fenómenos de calidad de energía.

Distorsión armónica causados por resonancia del sistema y cargas no lineales, ocasionando sobrecalentamiento en transformadores y motores, operación de fusibles, mala operación de medidores, dejando los filtros activos y pasivos y transformadores con cancelación de componentes de secuencia cero como soluciones al problema. Fluctuaciones de voltaje ocasionado por cargas intermitentes o arranque de motores ocasiona parpadeo en lámparas, solucionado con compensadores estáticos VAR.

**Conceptos sobre calidad de la energía.-** En las redes de distribución pública y privada existen perturbaciones eléctricas de naturaleza diversa. Estas perturbaciones deben controlarse, de modo que los niveles no causen ningún perjuicio al buen funcionamiento del conjunto de la red, ni al de los equipos alimentados por dicha red eléctrica.

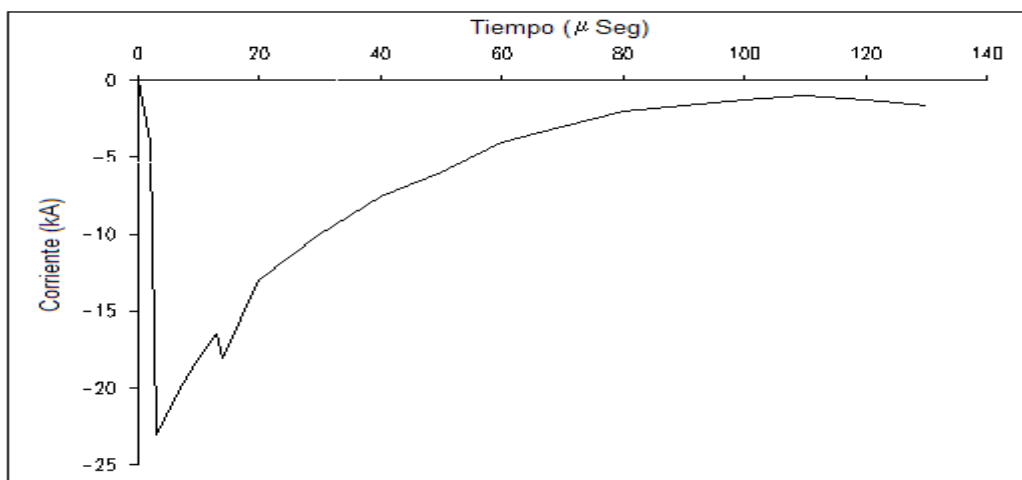
**Evento o disturbio:** Los eventos son fenómenos que solamente suceden una vez en un cierto instante. Una interrupción del voltaje de suministro es el mejor ejemplo conocido. La mayoría de los eventos están comúnmente asociados con los siguientes parámetros.

**Magnitud:** La magnitud es la desviación de voltaje de la onda normal sinusoidal.

**Duración:** La duración es el tiempo que dura el disturbio, la cual puede estar dividida en, El tiempo promedio de la caída de voltaje. El tiempo en que el voltaje ha recuperado el 10% de la magnitud del sobre voltaje transitorio. La razón de la integral definida debajo de la curva y la magnitud del sobre voltaje transitorio. Los disturbios pueden clasificarse como: fenómeno de alta frecuencia (*transitorios*), fenómeno de baja frecuencia. (*sag's - dips, interrupciones, y swell*)

**Transitorio:** la Parte del cambio en una variable que desaparece durante la transición de una condición de operación de estado estable a otra. Otro término comúnmente usado para describir un transitorio es *surge*. Desde el punto de vista de ingeniería eléctrica puede pensarse que un *surge* es el resultado de una descarga atmosférica. Puede ser clasificado dentro de dos categorías de *impulsos* y *oscilatorios*. Estos términos reflejan la forma de onda de un transitorio de corriente o de voltaje.

**Impulso transitorio:** no provoca cambios en la frecuencia del sistema. Estos impulsos pueden ser positivos o negativos normalmente se caracterizan por la pendiente y su decremento en el tiempo, que también puede caracterizarse por el contenido espectral. La causa más común del impulso transitorio son las descargas atmosféricas.

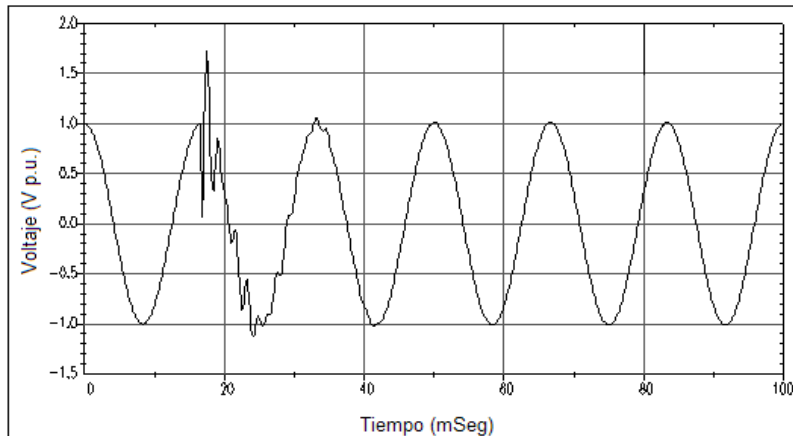


**Fig. 2.5** Impulso transitorio causado por una descarga atmosférica.

**Transitorio oscilatorio:** consiste de una oscilación de voltaje o corriente cuyos valores instantáneos cambian de polaridad rápidamente. Esto se describe por el contenido espectral, frecuencia predominante, duración y magnitud. El contenido espectral se define en subclases como alta, media, y baja frecuencia, los rangos de frecuencia para estas clasificaciones se escogen para coincidir con disturbios comunes de los sistemas eléctricos.

Un transitorio oscilatorio con una componente de frecuencia principal mayor que 500 KHz y una duración típica de milisegundos, se considera como transitorio oscilatorio de frecuencia alta. Un transitorio con una componente de frecuencia

principal entre 5 y 500 KHz, con duración de microsegundos es considerado como un transitorio de frecuencia media.



**Fig. 2.6** Transitorio oscilatorio de frecuencia de un banco de capacitores.

**Variaciones de voltaje de larga duración:** abarcan desviaciones *rms* (*root-mean-square*) a la frecuencia del sistema por tiempos mayores de 1 minuto. El estándar ANSI C84.1 especifica la tolerancia del voltaje de estado estable en un sistema eléctrico. Una variación de voltaje se considera como de larga duración cuando los límites establecidos por el ANSI son excedidos por más de 1 minuto.

**Las variaciones de larga duración:** pueden ser sobre voltaje o caídas de voltajes. El sobre voltaje y las caídas de voltaje generalmente no son el resultado de fallas del sistema, pero son causados por variaciones de carga en el sistema, así como por las operaciones de cierre y/o apertura de cargas en el sistema. Tales variaciones típicamente se representan como voltaje *rms* contra tiempo.

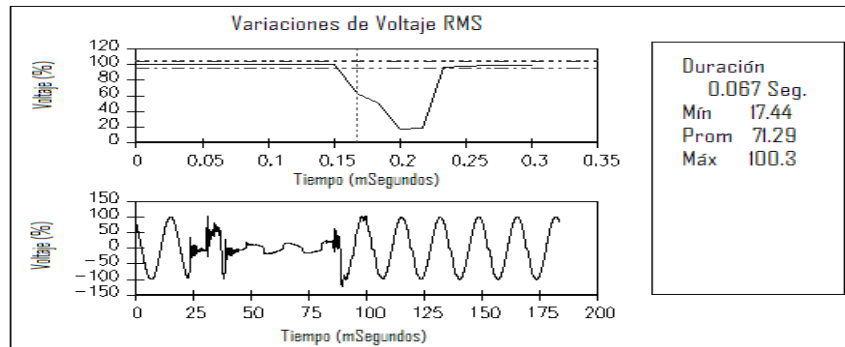
**Sobre voltaje:** es un incremento en el voltaje *rms* de más del 110% del valor nominal con una duración de más de 1 minuto. Los sobre voltajes usualmente son el resultado de cierre y/o apertura de cargas, desconexión de grandes cargas, o la energización de un banco de capacitores, El sobre voltaje resulta porque el sistema en cualquiera de estas dos situaciones puede ser muy débil para la regulación de voltaje. El uso incorrecto de los *taps* de los transformadores también puede resultar en un sobre voltaje.

**Caídas de voltaje:** Una caída de voltaje es un decremento en el voltaje *rms* de menos del 90% del valor nominal con una duración mayor a 1 minuto. Las caídas de voltajes son el resultado de la operación del sistema, como la energización de una carga y la des energización de un banco de capacitores. Una carga excesiva de los circuitos también puede resultar en caídas de voltaje. El término *brownout* a menudo se usa para describir periodos de comienzo de caídas de voltaje, el *brownout* es utilizado como estrategia para reducir la demanda de energía.

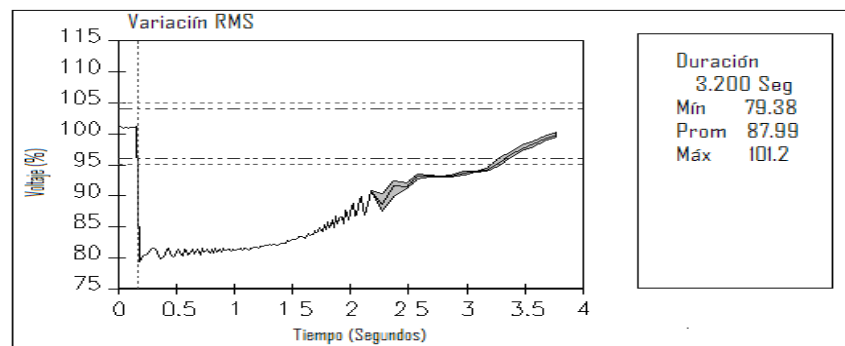
**Interrupciones sostenidas:** Cuando el suministro de voltaje es cero por un periodo de tiempo mayor a 1 minuto, se considera como una interrupción sostenida. Interrupciones de voltajes mayores de 1 minuto a menudo son permanentes y requieren intervención humana para reparar y restaurar el sistema.

**Variaciones de voltaje de corta duración:** Esta categoría abarca la categoría IEC de *dips* o *sag's* e interrupciones cortas en el voltaje. Cada tipo de variación se puede designar como instantánea, momentánea o temporal, dependiendo de la duración. Las variaciones de voltaje de corta duración son causadas principalmente por condiciones de falla.

La energización de grandes cargas que requieren una alta corriente de arranque, o cargas intermitentes con conexiones eléctricas flojas. Dependiendo de la localización de la falla y de las condiciones del sistema, la falla puede causar temporalmente cualquiera de los dos eventos un bajo voltaje (*sag*), o una elevación de voltaje (*swell*), o pérdida completa de voltaje (*interruption*).



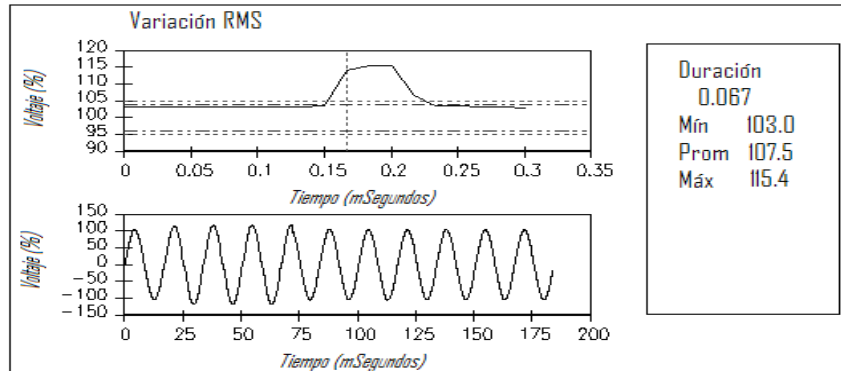
**Fig. 2.7** Sag de voltaje causado por una falla de una fase con tierra (SLG).



**Fig. 2.8** Sag de voltaje temporal causado por el arranque de un motor.

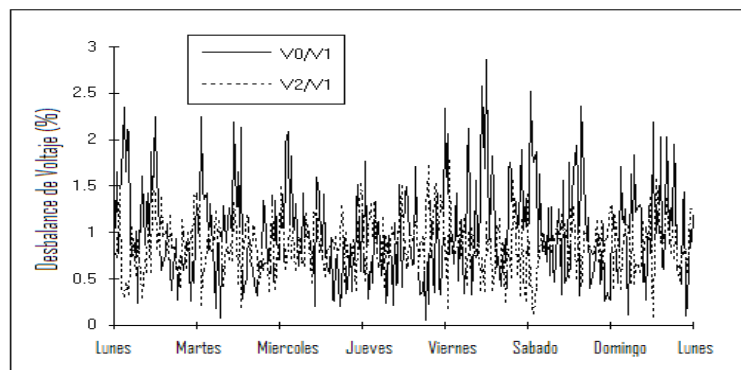
**Swell:** es un incremento de entre 1.1 y 1.8 p.u. en el voltaje *rms* con una duración de 0.5 ciclos hasta 1 minuto. Como los *sags*, los *swells* usualmente son asociados con las condiciones de falla en el sistema, pero estos no son tan comunes como

los sag's de voltaje. Una razón para que un *swell* pueda ocurrir es cuando hay un voltaje temporal debido a una falla entre fases o una falla de fase a tierra.



**Fig. 2.9** Muestra un swell de voltaje ocasionado por la falla de fase a tierra (SLG).

**Desbalance de voltaje.-** El *desbalance* de voltaje frecuentemente se define como la máxima desviación del promedio de las tres fases de voltaje o corriente, dividido por el promedio de las tres fases de voltaje o corriente, expresada en por ciento. El desbalance también puede definirse usando componentes simétricas. Un severo desbalance de voltaje mayor al 5% puede resultar de las condiciones de operación con fases abiertas.



**Fig. 2.10** El comportamiento de desbalance sobre un alimentador residencial.

**Distorsión de la forma de onda.-** Es una desviación del estado estable de la forma ideal senoidal del sistema principalmente caracterizado por el contenido espectral. Los 5 tipos principales de distorsión son: Dc offset, Armónicas, Inter armónicas, Notching, Noise.

**Dc offset (desplazamiento de cd).-** La presencia de un voltaje o corriente de c.d. en un sistema eléctrico de c.a. es denominada *dc offset*. Esto ocurre como resultado al efecto de rectificación de media onda, un sistema de rectificación de media onda con diodos, reduce el valor *rms* del voltaje suministrado a lámparas incandescentes, para así extender la vida útil de las mismas, pero esta rectificación ocasiona inyección de corrientes de c.d al sistema.

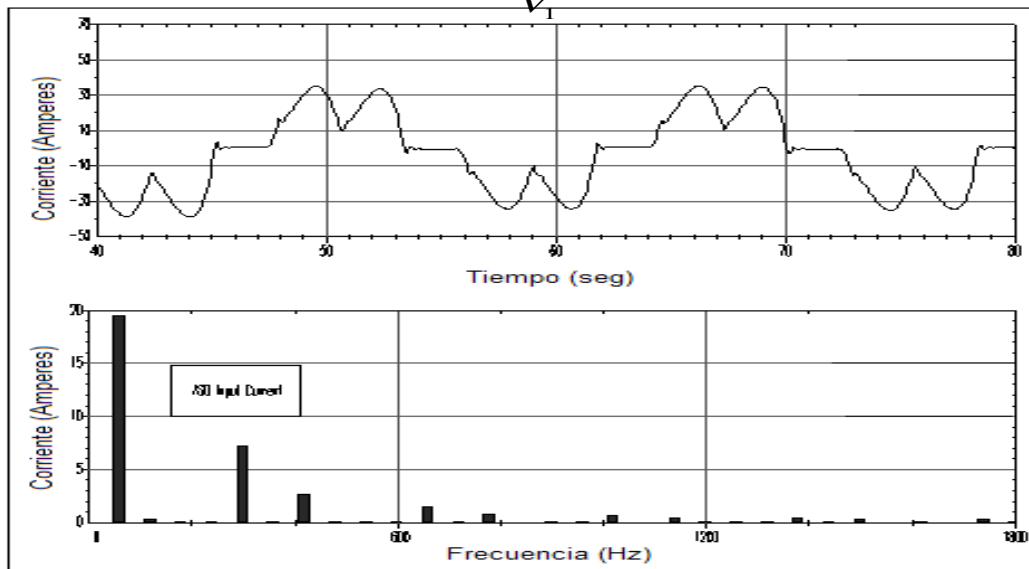
La corriente directa en redes de corriente alterna, puede tener efectos adversos sobre todo en los núcleos de los transformadores que pueden ser saturados en condiciones normales, así como sobrecalentamiento. La corriente directa también puede causar la erosión electrolítica de los electrodos de tierra y en otros conectores.

**Armónicas.-** Son voltajes o corrientes senoidales que tiene frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema eléctrico, 50 ó 60 Hz, La distorsión de formas de onda puede ser descompuesta en la suma de una señal a frecuencia fundamental y señales armónicas cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la fundamental, esto es

$$v(t) = V_1 \cos(\omega t + \theta_1) + V_2 \cos(2\omega t + \theta_2) + V_3 \cos(3\omega t + \theta_3) + \dots$$

Son descritas por la magnitud y ángulo de fase. También, es común usar una simple cantidad, que es la distorsión total armónica, como una medida efectiva del valor de la distorsión de la señal se determina como:

$$THD = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots}}{V_1} \times 100\%$$



**Fig. 2.11** Forma de onda del armónico para un controlador de velocidad.

Estas corrientes y/o voltajes armónicos son generados por elementos no lineales de la red como son; saturación de transformadores, hornos de arco eléctrico, y dispositivos electrónicos como rectificadores, controladores de velocidad, lámparas ahorradoras, sistemas de cómputo, entre otros. Existen estándares como el IEEE 519 que define más índices de distorsión así como la recomendación para el control de la propagación de las armónicas en redes eléctricas.

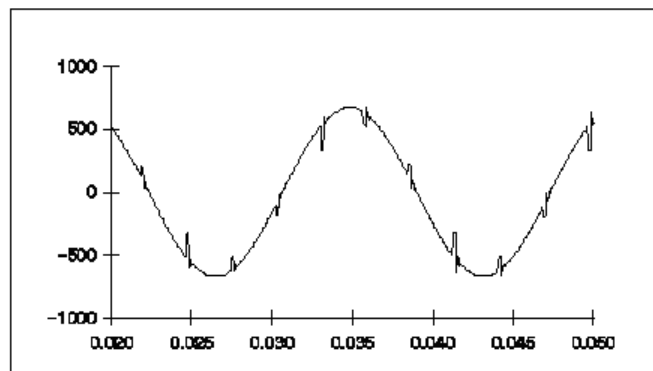
En el alumbrado la mayoría de las balastras electromagnéticas están siendo reemplazadas por balastros de estado sólido, las cuales generan un 30% más de armónicas en los circuitos de alumbrado. Como ejemplo se tiene que las armónicas de alumbrado, equipo electrónico y de oficina provocan una sobrecarga del neutro debido a la 3ª armónica principalmente.

**Inter armónicas.-** Son señales de voltajes o corrientes que tienen componentes de frecuencia mayores a las del sistema, pero que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, 60 Hz, Pueden aparecer como frecuencias discretas o como una banda amplia en el espectro.

Las interarmónicas pueden encontrarse en las redes de todos los niveles de voltajes. La principal fuente de distorsión de forma de onda de inter armónicas son los convertidores estáticos de frecuencia, ciclo convertidores, motores de inducción, y hornos de arco.

**Notching.-** Es un periodo de disturbio del voltaje causado por la operación normal de convertidores electrónicos cuando la corriente es conmutada desde una fase a otra (período de conmutación).

Como los *notching* pueden ser tratados como un efecto en estado estable, esto se puede caracterizar a través del contenido armónico. Sin embargo, generalmente se trata como un caso especial. Las componentes de frecuencia asociadas con los *notching* pueden ser realmente elevadas y no ser rápidamente caracterizadas por los equipos de medición convencionales



**Fig. 2.12** *Notches de voltaje causado por un convertidor trifásico.*

**El ruido.-** Es una señal eléctrica no deseada con contenido espectral de ancho de banda menor de 200 KHz sobrepuesto al voltaje o corriente de fase del sistema eléctrico, o sobre los conductores del neutro, también este ruido se presenta en los sistemas de comunicaciones. En los sistemas eléctricos puede ser causado por dispositivos electrónicos, circuitos de control, equipo de arco eléctrico, cargas con rectificadores de estado sólido, y apertura y/o cierre de los suministros de energía.

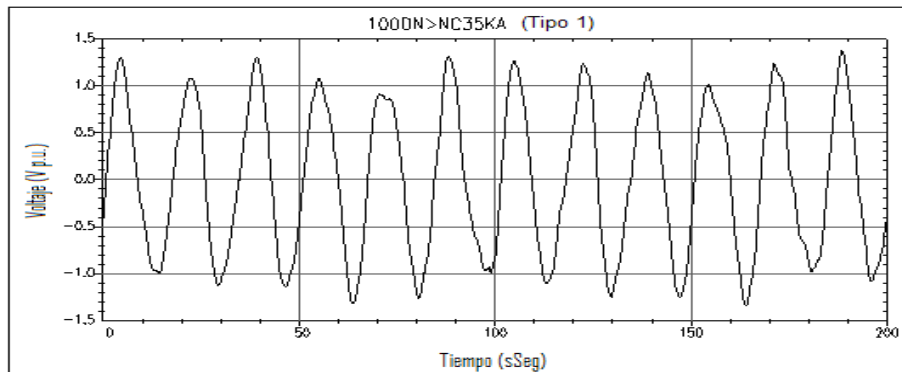


Básicamente, el ruido consiste de cualquier distorsión no deseada de la señal eléctrica, esto no puede ser clasificado como distorsión armónica o transitoria. El disturbio del ruido puede ser provocado por los dispositivos electrónicos tal como microcomputadoras y controles programables. El problema puede ser mitigado usando filtros, transformadores de aislamiento y un buen sistema de tierras.

Las fluctuaciones de voltaje son variaciones sistemáticas del voltaje o series de cambios de voltaje, la magnitud permisibles de estas fluctuaciones no debe de excederse de los rangos de voltajes especificados por el ANSI C84.1-1982 de 0.9 hasta 1.1 p.u.

Las cargas grandes presentan variaciones rápidas en la magnitud de la corriente, estas pueden causar variaciones de voltaje que son a menudo referidos como *flicker* (parpadeo). El término *flicker* es derivado del impacto de la fluctuación de voltaje sobre lámparas tal que el impacto es percibido por el ojo humano como un parpadeo.

La señal del *flicker* se define por la magnitud *rms* expresada como un porcentaje de la componente a frecuencia fundamental. El *flicker* se mide con respecto a la sensibilidad del ojo humano. Típicamente, las magnitudes están el orden del 0.5 % que pueden ser perceptibles en las lámparas dentro del rango de frecuencias de 6 hasta 8 Hz.



**Fig. 2.13** *Flicker de voltaje causado por la operación de un horno de arco eléctrico.*

**Variaciones de frecuencia del sistema.-** Se definen como la desviación de la frecuencia fundamental del sistema que es especificada como valor nominal (60 Hz). La frecuencia del sistema está directamente relacionada con la velocidad de rotación de los generadores que suministran la energía al sistema.

Estas son variaciones en la frecuencia producidas por el desbalance dinámico entre cargas y cambios de generación. Existen cambios en la frecuencia que son aceptados dentro de ciertos límites para la operación normal en estado estable, estos cambios de frecuencia pueden ser provocados por un gran bloque de carga que ha sido desconectada, o una fuente grande de generación que se desconectó.

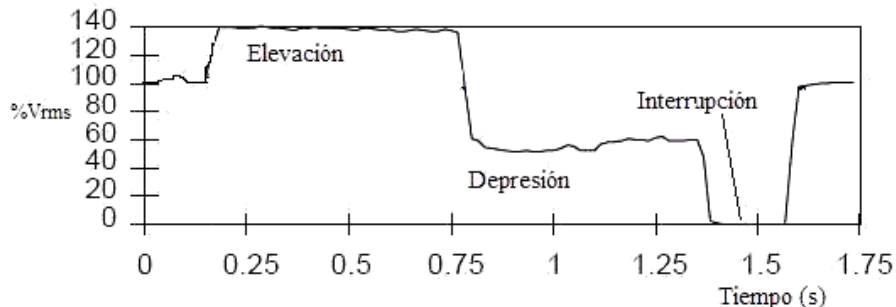
Si bien estos problemas pueden ser origen entre suministrador y consumidor como se menciona anteriormente, las soluciones también caen en dos categorías; en el prevenir y el diagnosticar. Cabe mencionar que la primera siempre es una mejor opción, debido a que las causas que originan los problemas son varias, lo cual dificulta a los técnicos encontrar la solución, por ello es la experiencia quien va de la mano en la selección de la solución más viable y eficiente.

Existen aparatos como el equipo acondicionador de potencia que ayudan a limpiar la energía sucia, este tipo de equipos incluyen supresores de sobrevoltaje transitorio (TVSS), fuentes de potencia ininterrumpible (UPS), y acondicionadores de líneas. Estos equipos también son conocidos como equipo de mitigación, los cuales están divididos en nueve categorías, Supresores de sobrevoltaje transitorio, Filtros de ruido, Transformadores de aislamiento, Reactores de línea de voltaje bajo. Diversos reguladores de voltaje, Conjuntos motor-generador, Alimentadores duales con transferencia estática, Fuentes de potencia ininterrumpible, Filtros de armónicas.

Los acondicionadores de potencia también incluyen dispositivos de que proveen fuentes alternativas de energía, estos equipos incluyen dispositivos de almacenamiento de energía o para conmutar a fuentes alternas, durante un disturbio los conmutadores de estado sólido proveen de energía al cambiar de un alimentador de suministro de energía a un alimentador de energía durante un disturbio.

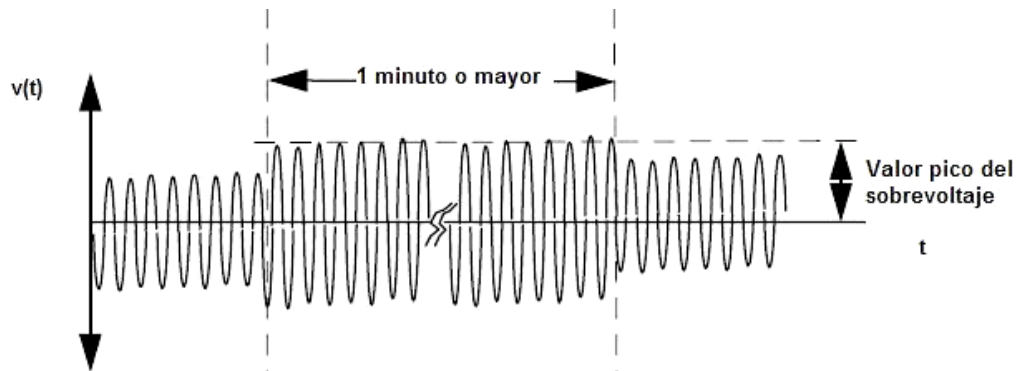
Las elevaciones de voltaje o sobrevoltajes momentáneos son incrementos superiores al 110% del voltaje nominal con duración menor al minuto pero superior a medio ciclo (8ms) y ocurren con menor frecuencia. Pueden ser debidas a la salida repentina de cargas, principalmente al paro de motores grandes lo que causa una interrupción abrupta.

Factores como el tipo de carga, el lugar del sistema de monitoreo de la calidad de frecuencia y severidad del problema un mismo evento puede ser medido en un nivel distinto o bien un tipo de disturbio diferente. Mientras que un disturbio puede ocasionar 3 problemas diferentes: elevación, depresión e interrupción.



**Fig. 2.14** Elevación, depresión e interrupción de voltaje en el mismo evento.

A diferencia de las elevaciones de voltaje los sobrevoltajes de larga duración como el nombre lo dice son aquellos que presentan una duración mayor al minuto y también exceden el 110% del voltaje nominal. Algunas de sus causas son switcheos de carga, pérdidas de una carga grande, condiciones de carga ligera en un voltaje alto y el ajuste inadecuado de tap's en transformadores.



**Fig. 2.15** Onda típica de un sobrevoltaje.

Del lado opuesto a los sobrevoltajes están los bajos voltajes o subvoltajes presentes cuando la magnitud del voltaje está por debajo del 90% del valor nominal durante un lapso mayor a un minuto. Los valores típicos están en el 0.8pu a 0.9pu. Otro tipo de problemas son las interrupciones siendo estas una pérdida total del voltaje (una caída a menos del 10% del valor nominal del voltaje). Existen 3 tipos de interrupciones las cuales dependen de la duración de la misma.

La interrupción momentánea; es la pérdida total del voltaje (<0.1 pu) en uno o más conductores de fase durante un periodo de tiempo entre medio ciclo (8 ms a 60 Hz) y tres segundos. La interrupción temporal; presenta una pérdida completa del voltaje (<0.1 pu) en uno o más conductores de fase por un periodo de tiempo entre tres segundos y un minuto.

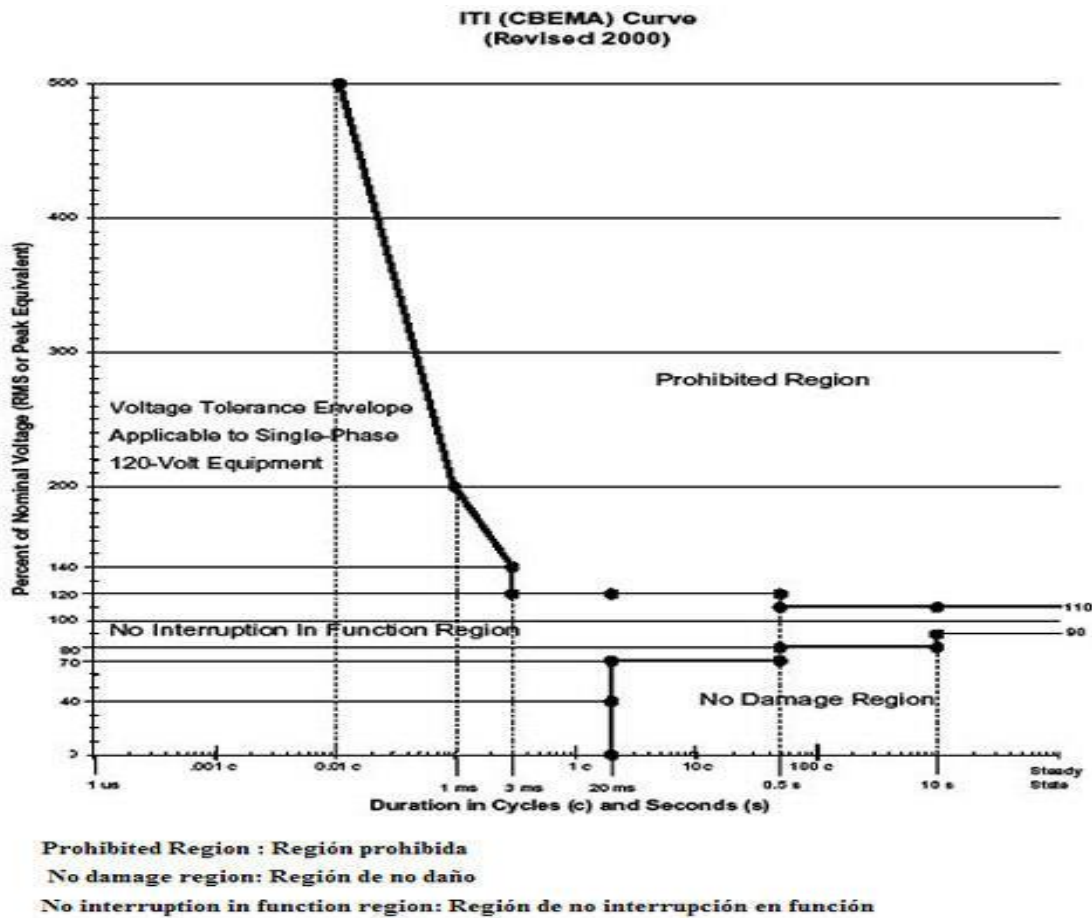
La interrupción sostenida; aquella en la que el voltaje decrece a menos de 0.1 pu por un periodo de tiempo mayor a un minuto. Es difícil calcular el costo aproximado debido a disturbios de energía ya que son varios factores los que intervienen, por ello se plantea la siguiente fórmula:

$$TCPD= A+B+C+D$$

En donde TCPD es el costo total de un disturbio de potencia, A es el costo de mano de obra de los empleados afectados, B es la pérdida del servicio o producto debido al disturbio de potencia, C es el costo del re arranque y D son los costos ocultos, siendo los costos ocultos los indirectos, aquellos costos de venta perdida, fallas prematuras del equipo es decir aquellos asociados con la mala reputación por falla en la entrega de un producto o sistema.

La confiabilidad y calidad de energía, resultan parecer sinónimos, la confiabilidad es, la probabilidad de que una parte componente equipo o sistema, lleve a cabo de forma satisfactoria la función especificada bajo circunstancias dadas, lo cual es de brindar un buen servicio de calidad, además, este término en las compañías encargadas de este servicio hace referencia al tiempo en que los usuarios finales están totalmente sin energía por una interrupción sostenida.

Los índices de confiabilidad tradicionales basados en interrupciones para el sistema de distribución de energía son definidos como SAIFI (Índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema), SADI (Índice de duración promedio de duración del sistema), CAIFI (Índice de frecuencia promedio de interrupción al consumidor), CAIDI (Índice de duración promedio de interrupción al consumidor) y ASAI (Índice de disponibilidad promedio del sistema). Siendo los valores típicos: 1.0 SAIFI, 1.0 a 1.5 para SAIDI y CAIDI y 0.99983 para ASAI.



**Fig. 2.17 Curva ITI.**

Los índices de confiabilidad se encuentran en la curva ITI, publicada por el comité técnico del Consejo de la Industria de Tecnología de la Información, la curva describe una envolvente del voltaje de entrada de CA que puede ser tolerado por la mayoría de los equipos de información; sin embargo no se pretende que la

curva sea una especificación de diseño para los sistemas o productos de distribución CA.

Dentro de la curva son considerados eventos como, tolerancia de estado estacionario, elevaciones del voltaje en línea, transitorio oscilatorio amortiguado de baja frecuencia, impulso y transitorio oscilatorio de alta frecuencia, depresiones de voltaje, paso al reposo, región de no daño, región prohibida.

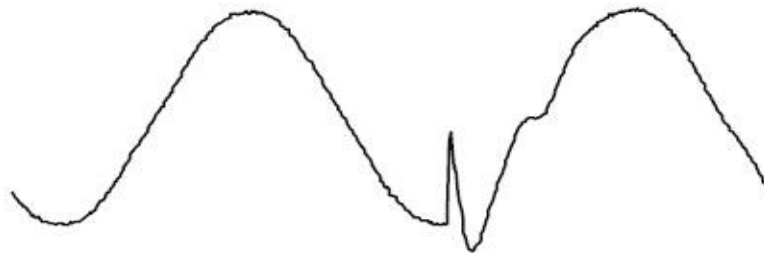
Para que dicha leyenda sea exitosa es necesario tener un buen control sobre las especificaciones de los componentes, alta confianza en que el proveedor pueda producirlos y liberarlos de acuerdo a las especificaciones y a tiempo, y un conocimiento del comportamiento global del producto con las componentes dentro de las tolerancias.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente son los fenómenos atmosféricos en los que se tiene un descontrol como en el caso de un rayo, el cual es considerado como un sobrevoltaje, de tipo transitorio por descargas atmosféricas. Los campos electromagnéticos creados por el rayo pueden causar daño al inducir corrientes en las estructuras conductoras vecinas.

Las descargas electrostáticas en las personas pueden producir arcos en los dedos, sin embargo en una tarjeta madre son suficientes para dañarla y así una computadora deja de funcionar. Por ello, en empresas donde se manejan este tipo de equipos sensibles es necesario mantener un ambiente propio entre 40% y 55% de humedad, o que el personal utilice accesorios como muñequeras, tapetes antiestáticos, cubiertas antiestáticas de mesas de trabajo y calzado antiestático.

La eliminación de descarga electrostática y el uso de dispositivos de supresión de sobrevoltaje transitorio son métodos de protección contra los transitorios impulsivos. Dichos transitorios de acuerdo a la frecuencia son clasificados en transitorios repetitivos, transitorios de azar.

Por la forma de onda de los voltajes o de las corrientes transitorias se encuentran los impulsivos y los oscilatorios. Los transitorios impulsivos es considerado un cambio repentino a frecuencia diferente de la potencia en la condición de estado estacionario de un voltaje, una corriente o en ambos y es unidireccional en polaridad.



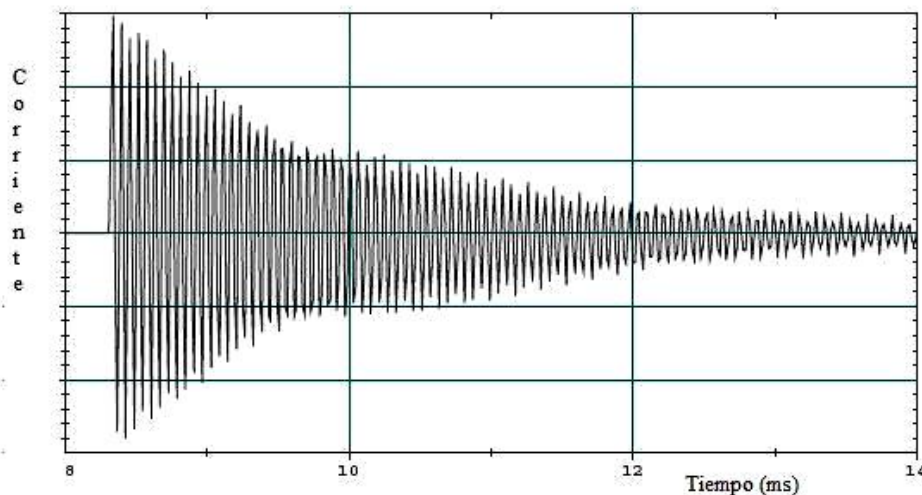
**Fig. 2.18** *Transitorio Impulsivo.*

A manera de protección de este tipo de transitorios son colocados los apartarrayos en las subestaciones y en sus redes de distribución, a la vez, los consumidores usan supresores de voltajes transitorios o fuentes de potencia ininterrumpibles, operadas por baterías en sus casas u oficinas.

Los transitorios oscilatorios consisten de un voltaje o de una corriente cuyo valor instantáneo cambia de polaridad rápidamente y es descrito por el contenido espectral (frecuencia predominante), duración y magnitud. De acuerdo a los rangos de potencia se clasifican.

Transitorio oscilatorio	Contenido espectral	Duración	Magnitud de voltaje
Baja frecuencia	$f < 5 \text{ kHz}$	$0.3 - 50 \text{ ms}$	$0 - 4 \text{ pu}$
Frecuencia media	$5 \text{ kHz} < f < 500 \text{ kHz}$	$20 \mu\text{s}$	$0 - 8 \text{ pu}$
Alta frecuencia	$500 \text{ kHz} < f < 5 \text{ MHz}$	$5 \mu\text{s}$	$0 - 4 \text{ pu}$

**Tabla 2.7** Descripciones de transitorios obligatorios.

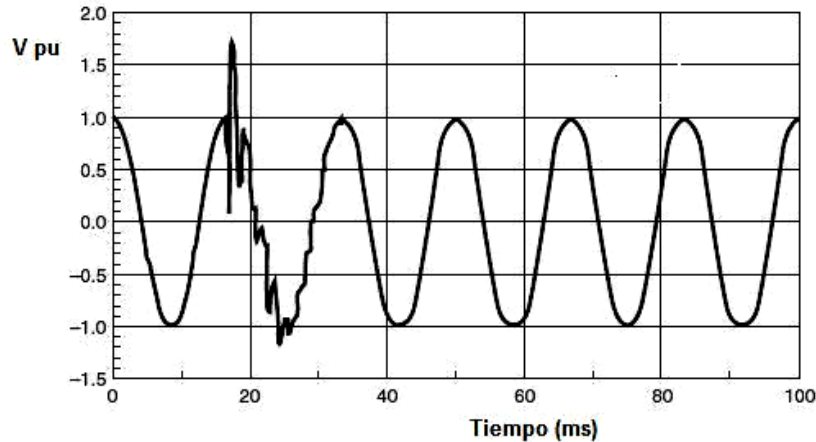


**Fig. 2.19** Transitorio oscilatorio de frecuencia media, (alrededor de 60 Hz) causado por switcheo de capacitadores.

Tanto los transitorios impulsivos como los oscilatorios son causados por rayos descargas electrostáticas, switcheos de carga, liberación de fallas en el sistema de suministro de energía eléctrica, iluminación, y provocan pérdida de datos, posible daño a los equipos, el sistema se detiene, descripción de chips de computadoras y reguladores de televisión, sin embargo las posibles soluciones son distintas.

Mientras que los transitorios impulsivos pueden ser solucionados con apartarrayos, blindajes, supresores de voltaje transitorios (TVSS), transformadores de aislamiento, filtros pasa bajas, acondicionadores de potencia de baja

impedancia, mantener la humedad entre 35% y 50% en centros de procesamientos de datos.



**Fig. 2.20** *Transitorio oscilatorio de un banco de capacitadores.*

Y en los transitorios oscilatorios son utilizados TVSS, UPS, reactores/chokes, conmutadores de cruce por cero, elección del tiempo de switcheo, resistores de preinserción, interruptor de cierre sincrónico, localización adecuada de capacitadores y transformadores de aislamiento [7].

### **3. Desarrollo**

#### **3.1 Puntos de medición y análisis de la calidad de energía**

Los servicios vinculados a la Calidad de la Energía incluyen el análisis en sitio, análisis del resultado de las mediciones y la resolución de problemas. Otros servicios pueden incluir la emisión de procedimientos para la prevención, identificación y resolución de estos problemas.

Debido a la tecnología de hardware y al software disponible, el monitoreo de la calidad de la energía es altamente efectivo para detectar, resolver y prevenir problemas en los sistemas de potencia. Los sistemas de monitoreo no sólo proporcionan información acerca de las perturbaciones en los sistemas y las posibles causas, sino que pueden detectar condiciones de problemas en el sistema antes de que lleguen a provocar el mal funcionamiento en los equipos.

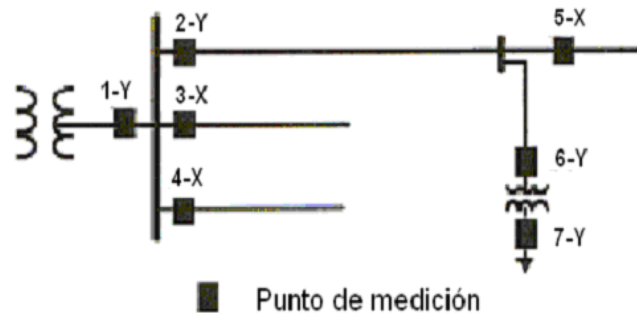
Entre las principales ventajas del monitoreo esta la reducción de riesgos de daños a equipos, la reducción de esfuerzos de ingeniería y la mayor eficiencia en los procesos. Para el monitoreo de calidad de energía es recomendable tener en cuenta ciertas consideraciones, como son: Inspección del sitio a monitorear,

Puntos de medición, Equipo de medición, Interpretación de los resultados de mediciones.

**Sitio de Inspección.-** El sitio de inspección inicial debe ser designado para obtener la mayor información posible, acerca de los problemas de calidad que se han experimentado. La selección del punto o sitio de inspección están basadas en ciertas consideraciones, la naturaleza de los problemas, características de la sensibilidad del equipo que está experimentando el problema fecha y hora exacta en que ocurrió el problema, coincidencia del problema con las operaciones conocidas que ocurre en el mismo tiempo.

Posibles fuentes de disturbios de calidad de la energía, existencia de condiciones de operación en el equipo usado, datos del sistema eléctrico. El lugar de las mediciones deberá de hacerse de acuerdo al sistema. Para un sistema con alimentadores, las mediciones serán en las subestaciones, los alimentadores.

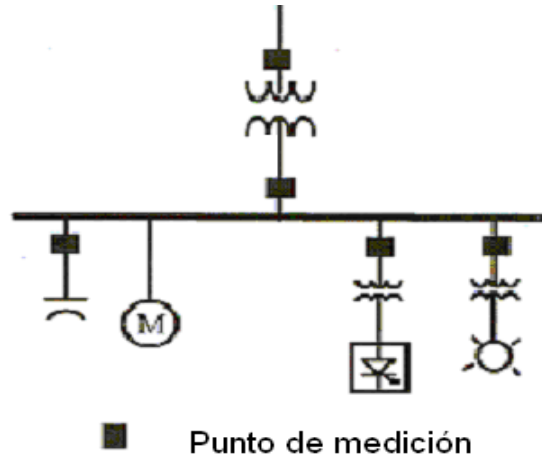
Para sistemas industriales las mediciones se recomiendan hacerse en; puntos de conexión con el sistema (PCC- Point of Common Coupling), nodos internos de la planta, cargas no lineales, bancos de capacitores.



**Fig. 3.1** Punto de medición de línea.

Para el caso general de monitoreo de disturbios como sags, impulsos transitorios, que estén afectando a un determinado equipo sensible, lo más recomendable es hacer la medición en la alimentación de dicho equipo. Así mismo, cuando se requiere hacer un estudio general de calidad de la energía en una planta, por lo general mediante mediciones en los secundarios de los transformadores principales. Para el monitoreo de la calidad de energía deben considerarse varios aspectos, uno de ellos el sitio de inspección en donde se llevará a cabo el monitoreo.





**Fig. 3.2** *Punto de medición de nodo.*

Para disturbios rápidos en el tiempo, como los sag y swell de voltajes, el equipo debe ser capaz de medir condiciones de falla transitorias, además de que las mediciones deberán hacerse con periodos de tiempo largo, debido a que estos fenómenos son difíciles de predecir.

Si el problema contempla la apertura o cierre de capacitores, el monitoreo se debe hacer por periodos de un par de días debido a que la conmutación de capacitores no es muy frecuente. Para el problema de distorsión armónica, las condiciones de monitoreo debe llevarse a cabo en periodos menores a una semana, debido a que las cargas varían todo el tiempo en el sistema eléctrico.

**Elección del Punto de Monitoreo.-** La mejor opción para empezar es, monitorear tan cerca como sea posible del equipo sensible que ha sido afectado por las variaciones de calidad de energía. Es importante que el equipo de medición vea la misma variación que el equipo sensible.

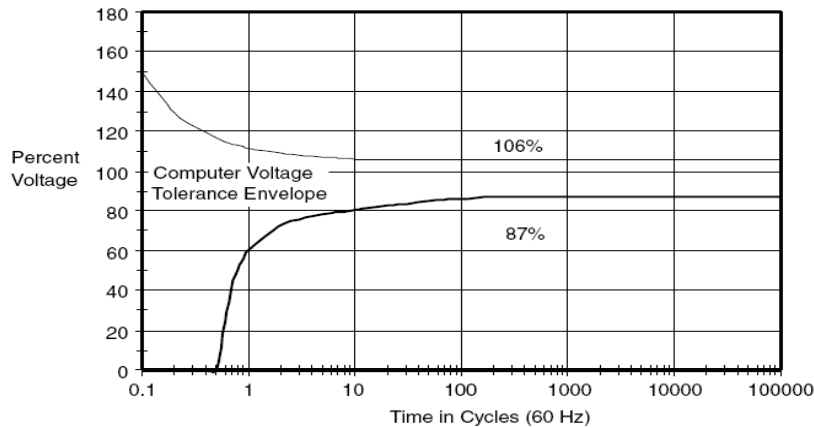
Para transitorios de alta frecuencia, en particular, puede ser significativamente diferente si están a una separación, el monitor con el equipo afectado. Otro punto de monitoreo muy importante, es en el punto donde se está recibiendo la energía, esto es en el punto donde se encuentran los medidores de energía (PCC).

**Conexión para el Monitoreo de Disturbios.-** La recomendación práctica para la alimentación del equipo de suministro, es alimentarlo de un circuito distinto al circuito monitoreado. Algunos fabricantes incluyen un acondicionamiento del voltaje de alimentación al equipo de monitoreo, con el objeto de prevenir que algún disturbio de la red afecte al equipo de medición.

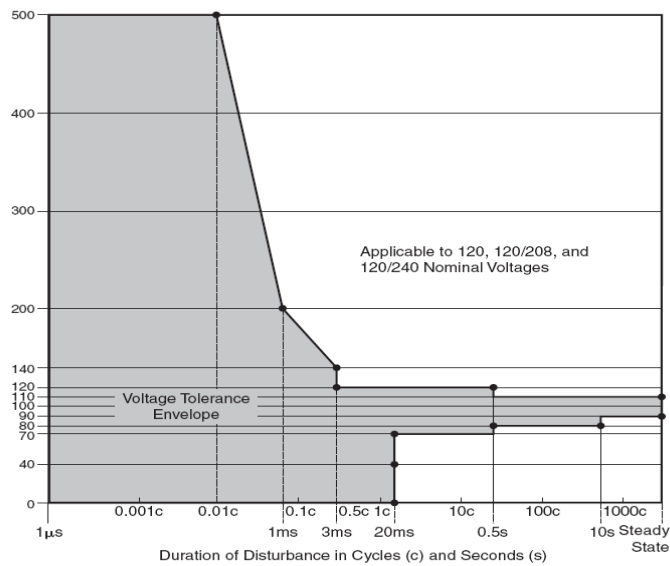
**Marco de Umbral Monitoreado.-** Los equipos de medición están diseñados para detectar condiciones de voltaje y corriente que son anormales. Por lo que, es necesario definir el rango de condiciones que puedan ser consideradas normales.

Algunos equipos tienen una preselección del umbral que puede ser usada como punto de partida o punto de inicio.

El mejor aprovechamiento para seleccionar el umbral es igualarlo con las especificaciones del equipo que está expuesto a disturbios. Por ejemplo los disturbios se pueden cuantificar mejor si son mostrados en las curvas ITI o CBEMA.



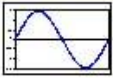
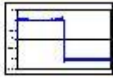

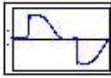
**Fig. 3.3 Curva ITI.**



**Fig. 3.4 Curva CBEMA.**

**Cantidades a Medir.-** Al monitorearse disturbios, usualmente es suficiente revisar los voltajes del sistema, pero no es adecuado para las mediciones de armónicas. Para el monitoreo de armónicas, es crítico medir ambos, voltajes y corrientes. Si se tiene que escoger uno u otro, la corriente es generalmente más importante para la medición de armónicas.

Cada forma de onda en la tabla tiene un valor rms de 1.0 pu (100.0%). El valor correspondiente medido, para cada tipo de medición, se muestra asociado a la forma de onda respectiva, pre-inicializados al 1.0 pu del valor rms. En síntesis, sólo los instrumentos que lean valores rms verdaderos pueden dar una medición correcta para formas de onda no sinusoidales.

Tipo de Medición	Circuito	Onda Senoidal	Onda Cuadrada	Onda Distors.	Dimmer de luz	Onda Triangular
						
Método de Pico	Pico / 1.414	100 %	82 %	184 %	113 %	121 %
Promedio	Promedio Seno x 1.1	100 %	110 %	60 %	84 %	96 %
RMS Verdadero	Conversión a RMS	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

**Tabla 3.1** *Tabla de ondas.*

**Normas y Estándares de las Variaciones de Voltaje.-** Actualmente las empresas monitorean y registran las variaciones de voltaje y calculan índices locales y de sistema de igual forma que lo hacen para la confiabilidad. El desarrollo y uso apropiado de estándares para regular los asuntos relacionados con los consumidores, fabricantes de equipo y empresas distribuidoras con respecto a sag's es muy importante. Estos Estándares contemplan los criterios y metodologías para el análisis de los sags en las etapas de diseño, planeación y operación de los sistemas eléctricos.

El Estándar IEEE 1564 presenta índices y procedimientos recomendados para caracterizar el voltaje sag y comparar el desempeño a través de diferentes sistemas. El Estándar IEC 61000-2-8 titulado "Environment - Voltage Dips and Short Interruptions" describe las expectativas y caracterizaciones del desempeño del sistema.

El Estándar IEEE 1346-1998 describe un procedimiento de evaluación para que clientes individuales pueden usar información del desempeño de los voltajes sag's para evaluar la economía de varias alternativas para mejorar el desempeño del sistema.

Estándar	Área de Aplicación	Aplicación
IEEE 1346	Sistema eléctrico en general	Guía y metodología para evaluación de sags
IEEE 493	Sistemas industriales y comerciales	Criterios para evaluación de confiabilidad
IEEE 446	Sistemas industriales y comerciales	Rango de sensibilidad de cargas (CBEMA)
IEEE 1159	Sistema eléctrico en general	Voltaje sags definiciones y monitoreo
IEEE 1100	Sistema eléctrico en general	Voltaje sags monitoreo
IEEE 1250	Equipo	Guía para equipo electrónico
IEC 1000-2-2	Empresa suministradora	-
IEC 1000-2-4	Sistemas industriales y comerciales	Límites de compatibilidad electromagnética
IEC 1000-2-11	Equipo	Pruebas de inmunidad

**Tabla 3.2** Estándares de sag's de Voltaje del IEEE e IEC.

Los estándares aplicados a sistemas eléctricos presentan los criterios de evaluación y metodologías para el análisis de voltajes sag's.

El Estándar IEEE 493 presenta los fundamentos del análisis de confiabilidad asociado a las interrupciones sostenidas en el diseño y la planeación de sistemas de distribución. En el que, se ha propuesto un método para el análisis de voltajes sag's. La técnica propuesta puede usarse para predecir las características de los voltajes sags (magnitud, duración y frecuencia), para evaluar alternativas de configuración y prevenir futuros problemas.

El Estándar IEC 1000-2-2 tiene que ver con los niveles de compatibilidad para los disturbios de baja frecuencia en empresas eléctricas. No recomienda límites para sag, ni presenta una metodología de evaluación. Establece que los sag deben de ser tratados en términos estadísticos y limitarse por el nivel de ocurrencias que un consumidor puede sufrir en un promedio mensual.

**Estándares Aplicados a Equipo.-** Son estándares aplicados a equipo sensible a voltajes sag's presentan rangos de sensibilidad que pueden ser usados como un valor de referencia.

El Estándar IEEE 1250 describe los efectos de los voltajes sag en equipo sensible. Uno de los propósitos de esta guía es proveer al diseñador con datos de referencia de equipo sensible, se recomienda la curva CBEMA con referencia a computadoras y equipo electrónico.

El Estándar IEEE 446 también recomienda la curva CBEMA como límite para equipo electrónico. Esta curva de aceptabilidad fue generada por experiencia por los usuarios y fabricantes. Recientemente la curva CBEMA ha sido reemplazada por su sucesor, la curva ITIC The Information Technology Industry Council.

El Estándar IEC 1000-2-4 presenta los requerimientos para niveles de compatibilidad de disturbios de baja frecuencia en sistemas de distribución mediante una clasificación a empresas y usuarios comerciales e industriales.

Estándares Aplicados a Monitoreo y Pruebas. El monitoreo es una de las formas más importantes de obtener información de los voltajes sags. El equipo actual tiene la posibilidad de monitorear sistemas de gran escala [5]. Para lograrlo es necesario definir cuidadosamente la metodología de monitoreo considerando los puntos a ser monitoreados y los tipos de medidores.

Los Estándares IEEE 1159 y IEEE 110 son una recomendación práctica de monitoreo de la calidad de un sistema eléctrico de corriente alterna. Presentan técnicas de medición, aplicación de técnicas para la colección de eventos, y técnicas para la interpretación de resultados de monitoreo de voltajes sags, siendo el estándar IEEE 1159 el más completo.

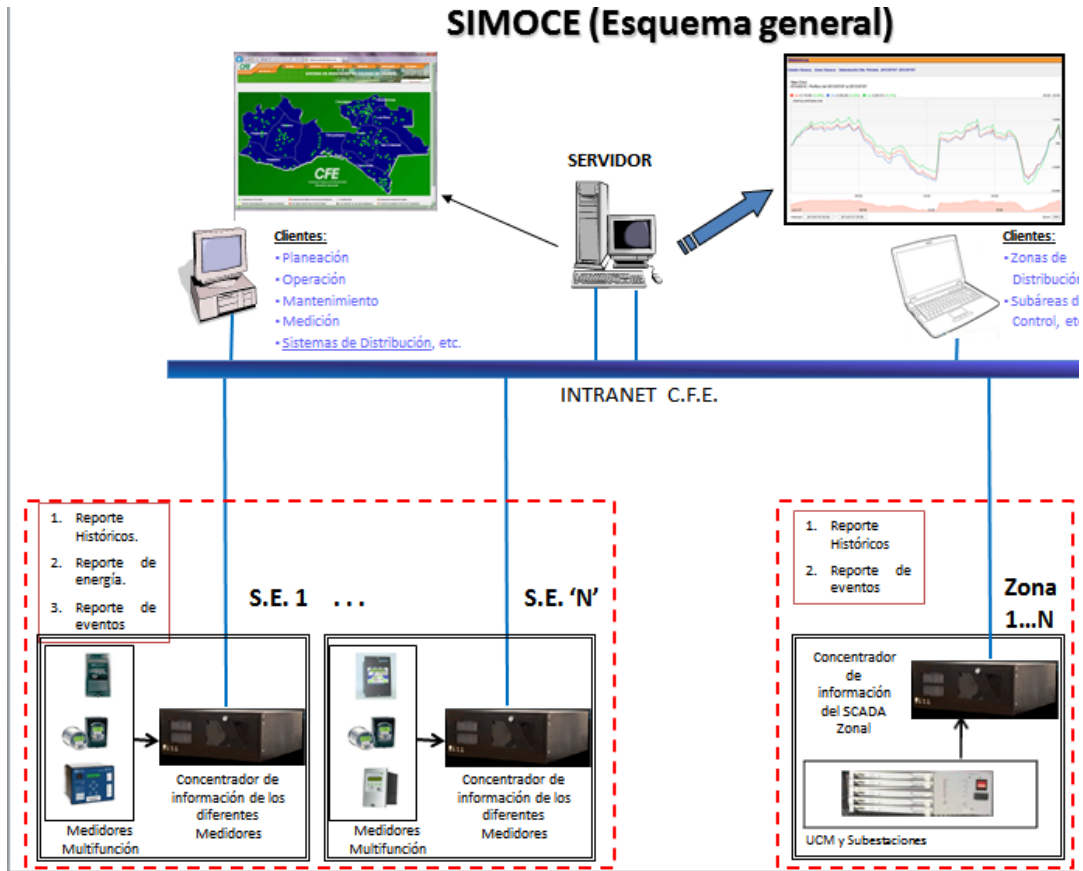
### **3.2 Comunicación entre dispositivos**

En la presente sección se hará una descripción del sistema desarrollado para el monitoreo y control de las subestaciones eléctricas en el cual mostraremos las diferentes partes de las que está compuesto en sistema, desde la adquisición de datos en los medidores hasta la muestra de la información recolectada, los cuales serán almacenados para llevar una estadística del funcionamiento de la subestación eléctrica.

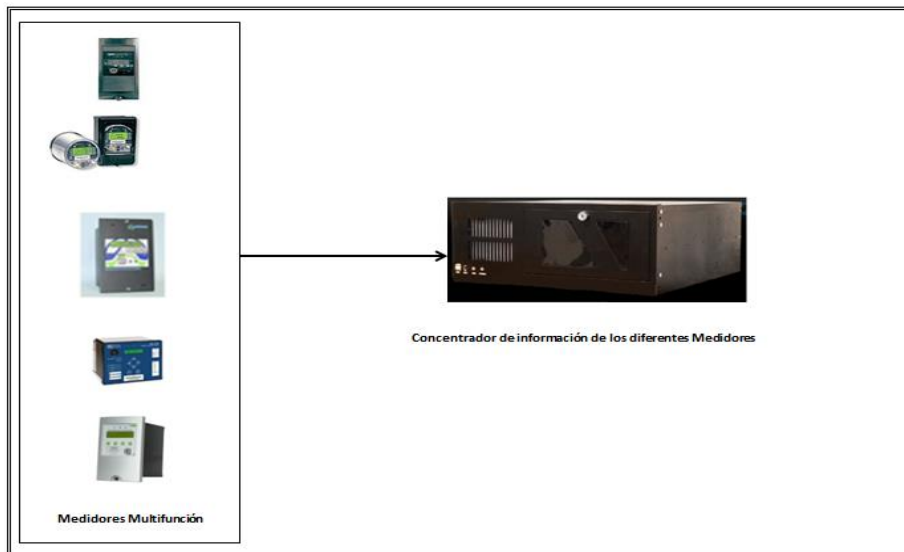
El sistema tomará la información de los medidores electrónicos, los medidores electrónicos brindan una gran cantidad de parámetros para ser capturados de manera externa. Estos medidores pueden entregar la información solicitada de dos maneras, utilizando interfaces externas: Interface óptica, Interface eléctrica.

El sistema, de acuerdo a la interface empleada, enviará la información al controlador externo que la solicito. En este caso se empleó la interface óptica para realizar el monitoreo del sistema.

SYSCOM es un servidor avanzado de comunicaciones, con funciones de traductor y concentrador de protocolos. Permite utilizar un protocolo diferente por cada uno de los puertos seriales de la PC industrial donde se esté ejecutando, tales como DNP 3.0 y Modbus, entre otros, pudiendo operar en modo maestro o esclavo. El servidor de comunicaciones SYSCOM es además un servidor OPC, el cuál automáticamente publica en modo maestro todos los puntos de los canales configurados, logrando así compartir los datos con cualquier cliente OPC.



**Fig. 3.5** Diagrama a bloques del sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas.



**Fig. 3.6** Equipos en las subestaciones eléctricas.

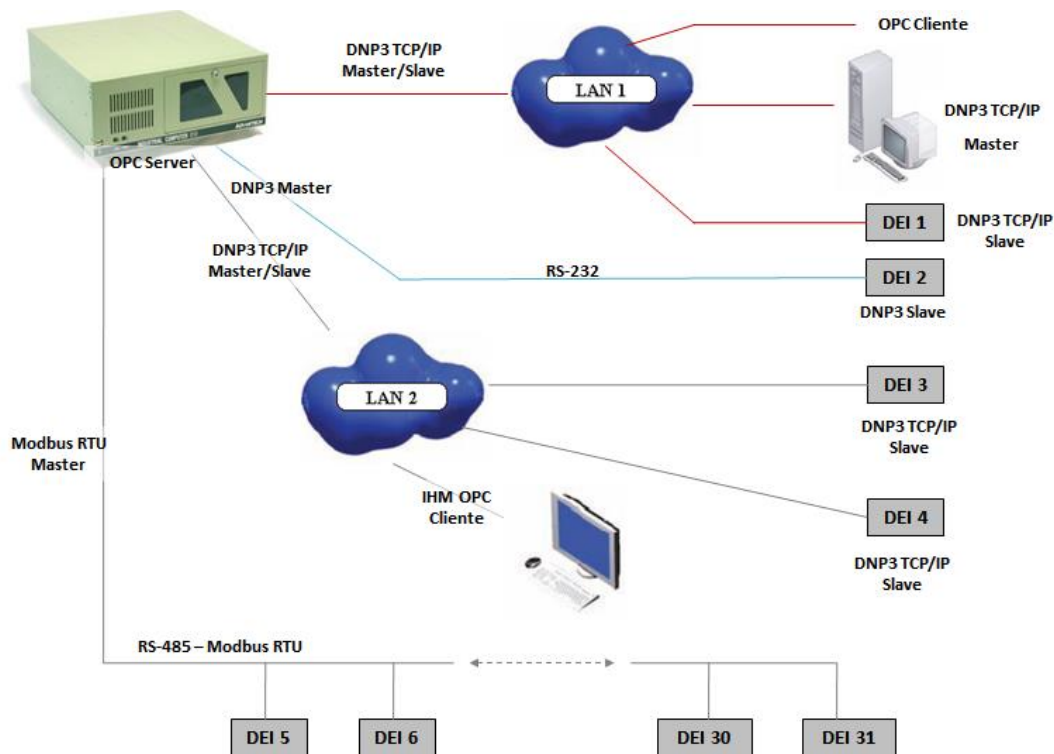


Fig. 3.7 Conexión para la comunicación.

ANALOGÍAS				
Medidor	Herramientas de configuración	Herramientas de extracción de datos	PROTOCOLOS PROPIETARIOS	PROTOCOLOS ABIERTOS
ION	ION Setup	ION Enterprise	ION	DNP
Q1000	PC-PRO Advanced	Energy Audit	Mini-LDS	DNP
SEL	Quickset AcSElerator	SYSCONEXUS y TEAM	SEL	DNP
ARTECHE	DS-COM	SMART-LAM I y II	ArtCOM	DNP

Tabla 3.3 Protocolo usado en el SIMOCE.

### 3.3 Aplicación del SIMOCE

Todo comienza en la subestación eléctrica, en donde líneas, transformadores y alimentadores son las fuentes de información y, a través de los transformadores de instrumento se reducen los niveles de voltaje y corriente a valores manejables

por los dispositivos electrónicos inteligentes (DEI's) que pueden ser medidores, registradores de eventos, restauradores, relevadores entre otros, los cuales son los encargados de almacenar en la memoria no volátil de acuerdo a la capacidad, eventos, valores instantáneos y datos históricos.

La parte más delicada en el sistema es la configuración de los DEI's ya que la validez de la misma, es de vital importancia para todos los reportes del sistema, toda vez que ésta llega a ser incorrecta, no será posible recuperarla. Dependiendo de la marca, modelo y tecnología empleada, los medidores tienen un límite de registros almacenables en la memoria.

Cuando la información se encuentra en la memoria del medidor, se utiliza un concentrador de datos en cada subestación, el cual tiene tres funciones: la de concentrar los datos de todos los nodos eléctricos de la subestación, extender la cantidad de registros almacenados y enviar la información al servidor divisional.

En el concentrador de datos se encuentran instaladas aplicaciones propietarias de las diferentes marcas de medidores, la función es la de interrogar al medidor y almacenar la información que reside en la memoria no volátil del medidor en una base de datos, de esta manera se busca tener la posibilidad de en caso de problemas de comunicación con la subestación recuperar la mayor cantidad de registros posibles.

SIMOCE Subestación es una aplicación que forma parte del proyecto SIMOCE (Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía) y fue diseñado para hacer que la información que proporcionan los DEI's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) que se encuentran instalados en las subestación eléctricas, sea transparente para el proyecto SIMOCE y otros sistemas computacionales que requieran dicha información.

El servidor divisional será el encargado de interrogar a todos los concentradores de la división en cuestión y es el que genera los reportes para que los usuarios puedan analizar la información y así tomar decisiones en base a estas lecturas, a su vez el SIMOCE sirve como fuente de información para alimentar a otros sistemas, con la finalidad de análisis más específicos o concentración de información a nivel nacional.



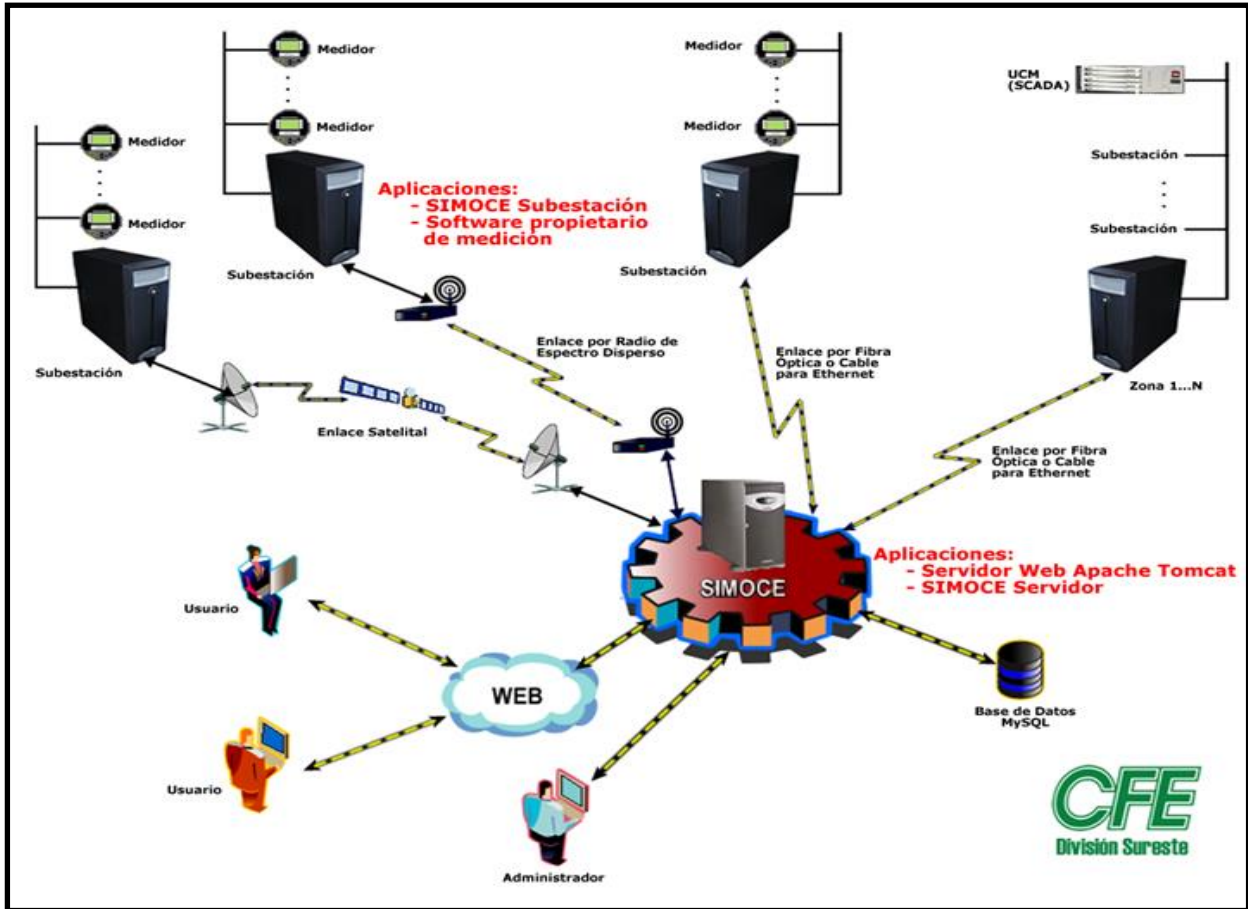
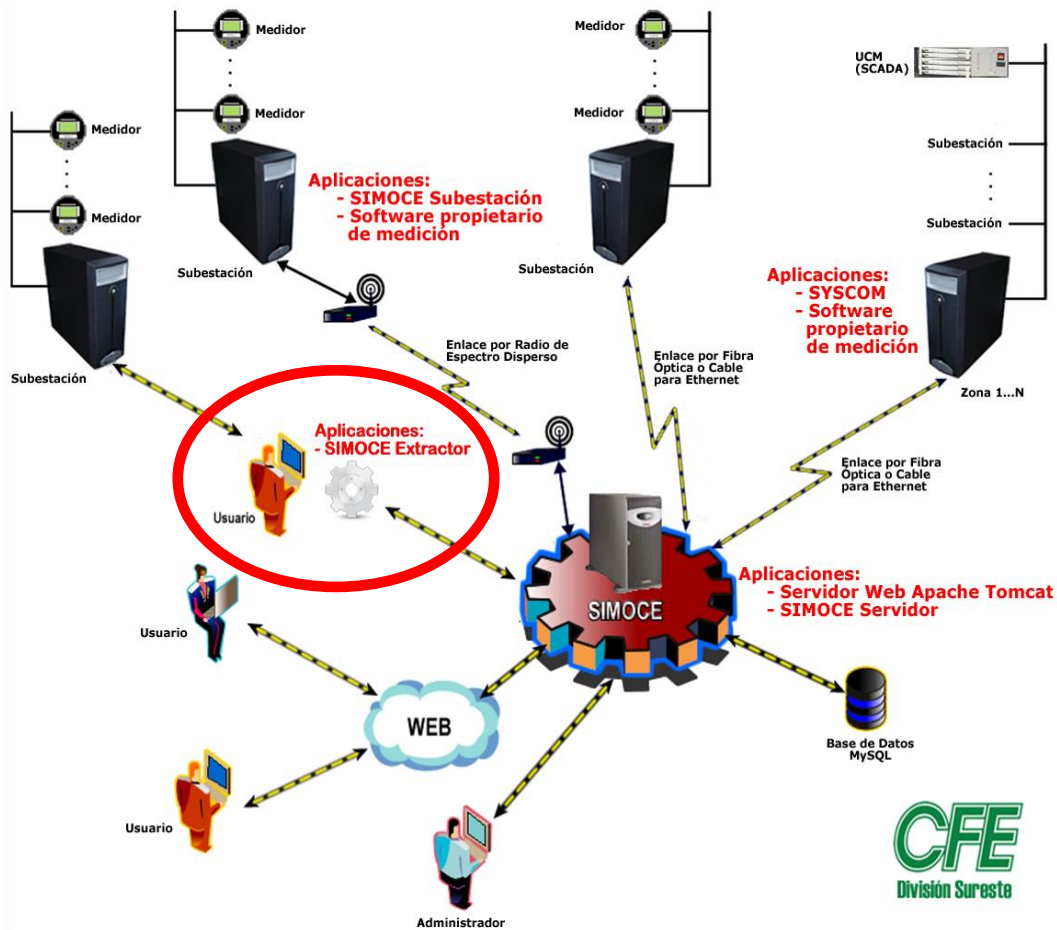


Fig. 3.8 Comunicación del SIMOCE.

Como se observa en la figura, SIMOCE Subestación está conformado de las aplicaciones 'Configurador' y 'Servidor', además de una base de datos. El 'Configurador' es una interfaz gráfica que ayuda a establecer los parámetros necesarios para que la aplicación SIMOCE Subestación sepa de donde y como va a obtener las lecturas históricas de los DEI's.

En cambio, el proceso 'Servidor' se basará en esos parámetros para realizar las extracciones y el envío de las lecturas correspondientes de acuerdo a las peticiones que el 'SIMOCE Server', o algún otro cliente, le haga por medio de transacciones Web Services. Como era de suponerse, en la base de datos se almacenan todas estas configuraciones.



**Fig. 3.9** Solución para subestaciones sin comunicación.

SIMOCE Subestación se basa principalmente en el sistema SYSCOM 4.5, debido a que esta aplicación permite interconectar DEI's que soporten protocolos de comunicación abiertos como DNP 3.0 y MODBUS, almacenar los datos históricos en una base de datos, y proporcionar la información en tiempo real vía OPC.

Entre los DEI's más comunes que soportan protocolos abiertos como el DNP y MODBUS se encuentran los medidores, relevadores, restauradores y registradores de alarmas y eventos entre otros. Otra aplicación con la cual puede interactuar SIMOCE Subestación es el software propietario ION Enterprise 5.5, del cual es capaz de extraer la información histórica de los medidores ION para hacerla disponible.

## **4. Resultados y conclusiones**

### **4.1 Resultados**

El software de manejo de la interface y del sistema en su conjunto resulta amigable, de fácil configuración y manejo para las personas autorizadas a monitorear el sistema de medidores lo cual es un factor importante en la elección por parte del futuro cliente.

Los alcances de la presente investigación permiten estar en condiciones de asegurar que la interface resultante, no solo podría ser utilizada para realizar un monitoreo remoto eventual de subestaciones eléctricas, sino también, un monitoreo casi continuo (en intervalos de tiempo pequeños) y dadas las grandes prestaciones de los medidores electrónicos se podrían realizar mayores aplicaciones.

Al seleccionar puntos estratégicos para la recopilación de datos en las subestaciones, permite un monitoreo en tiempo real de la energía con información más precisa, para identificar problemas y desarrollar mejores soluciones para satisfacer la demanda de energía, de manera que contribuya al desarrollo constante de una mejora en el consumo y aprovechamiento del mismo por medio de sistemas eléctricos más limpios y eficientes.

El sitio de Inspección inicial debe ser designado para obtener la mayor información posible, acerca de los problemas de calidad que se han experimentado. La elección del punto de monitoreo es, monitorear tan cerca como sea posible del equipo sensible que ha sido afectado por las variaciones de calidad de energía.

La integración de los dispositivos electrónicos inteligentes a los concentradores de datos del SIMOCE pudiera parecer sencilla, sin embargo hay que considerar todos los factores que intervienen para establecer en primer lugar una comunicación satisfactoria con los mismos.

### **4.2 Conclusiones**

El Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía, extrae, transforma y estandariza en forma automática los datos de los dispositivos de medición y protección, el cual mediante el uso de la tecnología de la información, redes de comunicación y sobre todo del capital humano, agrega valor a los datos para analizar y generar reportes que apoyan para la toma de decisiones, principalmente en la operación, el mantenimiento y la planeación de la infraestructura eléctrica, teniendo como consecuencia mejor aprovechamiento de los recursos humanos, financieros y materiales, incrementando la productividad y competitividad de la empresa.

La finalidad del SIMOCE es el maximizar el aprovechamiento de la energía, al contar con los equipos inteligentes quienes por medio del software proporcionan los datos para interpretar cómo se encuentra la energía en pequeños intervalos de tiempo, con estos datos se logra identificar los puntos de interrupción y se determina el tipo de corrección requerida.

La información aquí concentrada de este sistemas permite identificar problemas y desarrollar mejores soluciones para satisfacer la demanda energética de la población, de manera que contribuya al desarrollo constante de una mejora en el consumo y aprovechamiento del mismo por medio de sistemas más limpios y eficientes.

## **Bibliografía**

Además de la consulta de las normas, recomendaciones, decretos, leyes y reglamentos descritos en cada capítulo del presente proyecto, hay que destacar el resto de material empleado para la realización de este proyecto de residencia profesional.

- [1] <http://www.acee.com.mx/index.php/sistemas-de-monitoreo-de-indicadores-energeticos>
- [2] <http://es.scribd.com/doc/221111360/Sistema-de-Monitoreo-de-Calidad-de-La-Energia-docxsimoce>
- [3] <http://www.iie.org.mx/boletin042013/BIIE04-2013.pdf>
- [4] [http://www.cigre.org.mx/uploads/media/MDL\\_Mexico-CIGREv2.PDF](http://www.cigre.org.mx/uploads/media/MDL_Mexico-CIGREv2.PDF)
- [5] [http://campus.univalle.edu.co/2013/abril/edicion126/de\\_impacto1.php](http://campus.univalle.edu.co/2013/abril/edicion126/de_impacto1.php)
- [6] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/269/A8.pdf>
- [7] Calidad de energía/ Miguel Angel Sánchez Cortés/pág. 23-43/ 2009